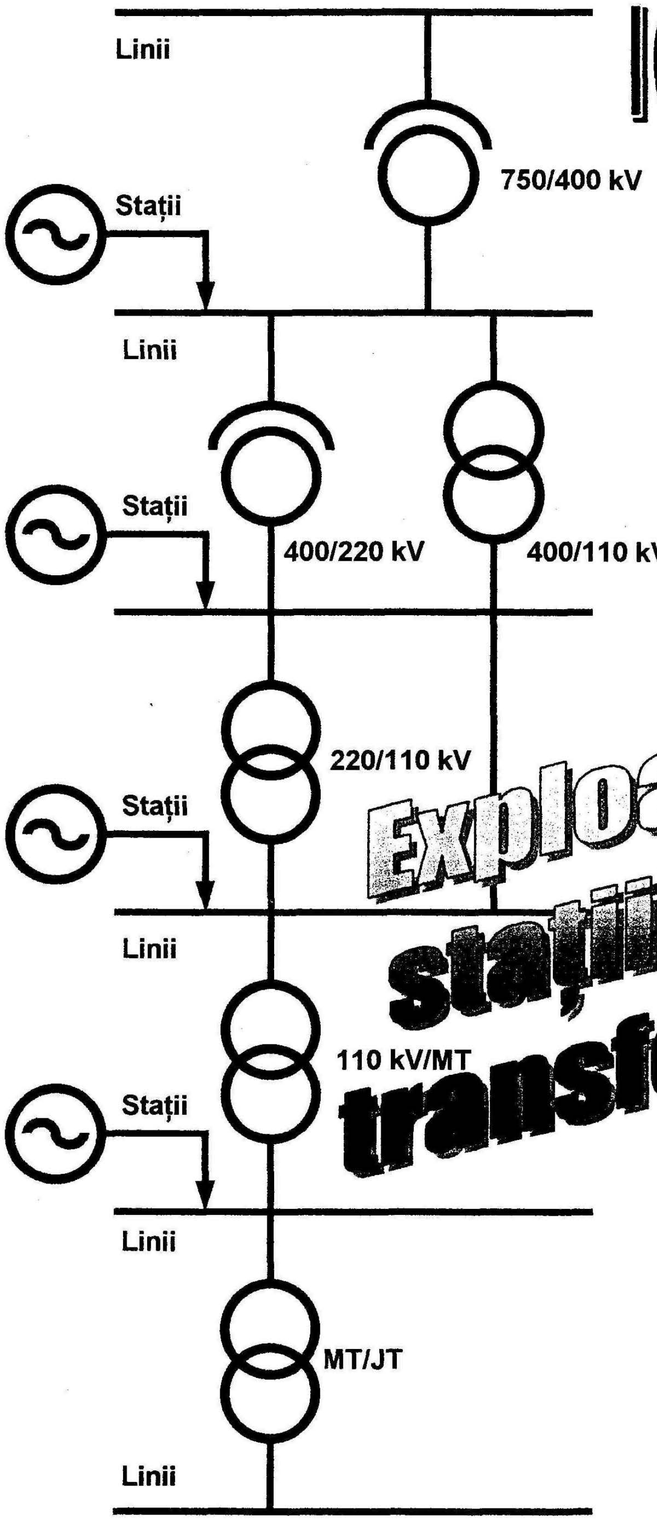
CIT BACĂU

IOAN LUPU

Exploatarea stațiilor de transformare


Linii
750/400 kV
Stații
Linii
400/220 kV
400/110 kV
Stații
220/110 kV
Stații
Linii
110 kV/MT
Stații
Linii
MT/JT
Linii

PREZENTAREA LUCRĂRII

Realizarea obiectivelor sistemului electroenergetic al României presupune utilizarea unor metode şi tehnici de organizare şi conducere ale activităţii de exploatare în condiţiile unui profit maxim.

Paralel cu dezvoltarea cantitativă a instalaţiilor electrice au crescut problemele calitative legate de exploatarea acestora şi de alimentarea în condiţii din ce în ce mai bune a consumatorilor de energie electrică, instalaţiile electrice din staţii ocupând un loc important în ansamblul sistemului energetic.

Funcţionarea optimă a acestora determină, în mare măsură, realizarea în bune condiţii a alimentării cu energie electrică, la parametrii nominali şi fără întrerupere, a tuturor consumatorilor repartizaţi pe teritoriul ţării.

Prin abordarea sistemică a activităţilor de servire operativă, lucrarea se constituie ca un îndrumar pentru toţi tehnicienii din domeniu, chemaţi să urmărească funcţionarea optimă a aparatajului din staţiile de transformare.

Enumerându-se printre puţinele lucrări care abordează unitar problemele legate de exploatarea aparatajului din staţiile de transformare, lucrarea de faţă va aduce o contribuţie importantă la soluţionarea formării personalului tehnic specializat.

AUTORUL

CUPRINS

PREZENTAREA LUCRĂRII

CAPITOLUL 1 *Dezvoltarea electroenergeticii în România*

1.1 Dezvoltarea sistemului energetic din România 3
1.2 Caracteristici tehnico-economice ale sistemului electroenergetic 5
1.3 Cerinţele sistemului electroenergetic 6
1.4 Siguranţa în alimentare 8
1.5 Calitatea şi economicitatea energiei electrice 9
  1.5.1 Criterii de apreciere a calităţii energiei electrice 10
    1.5.1.a Variaţiile de tensiune 11
    1.5.1.b Variaţiile lente de tensiune 11
    1.5.1.c Golurile de tensiune 13
    1.5.1.d Fluctuaţii de tensiune 13
    1.5.1.e Deformarea undelor de tensiune şi curent 14
    1.5.1.f Parametrii care caracterizează unda de tensiune 15
    1.5.1.g Parametrii care caracterizează unda de curent 16
    1.5.1.h Analiza formei de undă a tensiunii şi curentului 17
    1.5.1.i Continuitatea în alimentarea cu energie electrică 18
1.6 Strategia în domeniul transportului şi distribuţiei energiei electrice 21

CAPITOLUL 2 *Tipologia staţiilor de transformare*
2.1 Caracteristici tehnice şi economice necesare pentru alegerea schemelor de conexiuni 25
2.2 Clasificarea staţiilor de transformare 26

CAPITOLUL 3 *Organizarea exploatării echipamentelor electrice*
3.1 Condiţii ce trebuie să îndeplinească personalul de exploatare 31
3.2 Principiile de organizare a serviciului operativ 32
3.3 Atribuţiile şi răspunderile personalului de exploatare 33
  3.3.1 Controlul la predarea-primirea turei 33
  3.3.2 Organizarea activităţii zilnice a personalului de exploatare din staţiile de transformare 37
  3.3.3 Organizarea serviciului de tură la domiciliu 41
3.4 Atribuţiile personalului de exploatare privind controlul instalaţiilor 43
  3.4.1 Controlul de rond 43
  3.4.2 Controlul de noapte 44
  3.4.3 Controlul de avarii şi incidente 44
  3.4.4 Controlul după executarea manevrelor 44
  3.4.5 Controlul în condiţii meteo deosebite şi în caz de calamităţi naturale (ceaţă, poluare, chiciură, vânt puternic, inundaţii, cutremure, alunecări de teren, etc.) 44
  3.4.6 Controlul instalaţiilor în caz de ceaţă sau poluare intensă 45

3.4.7 Controlul la apariția chiciurii 45
3.4.8 Controlul la apariția vântului puternic și a furtunilor 46
3.4.9 Controlul în condiții de ploi torențiale sau inundații 46
3.4.10 Controlul în caz de cutremur 46
3.4.11 Controlul ca urmare a dispozițiilor operative sau a conducerii tehnice 46
3.4.12 Atribuțiile personalului de exploatare privind executarea manevrelor 47
  3.4.12.a Foi de manevră 47
  3.4.12.b Executarea manevrelor în instalațiile electrice aflate în exploatare 48
  3.4.12.c Executarea manevrelor în instalațiile exploatate de două persoane în tură 50
  3.4.12.d Executarea manevrelor în instalațiile exploatate de două persoane când există comenzi de acționare de la distanță 50
  3.4.12.e Modul de desfășurare a manevrei 51
  3.4.12.f Evidențele tehnice operative ale personalului de exploatare din stațiile de transformare 51
  3.4.12.g Lista evidențelor operative ce trebuie afișate în stațiile de transformare 52

CAPITOLUL 4 ***Avariile din instalațiile electrice***

4.1 Considerații teoretice 55
4.2 Cauzele avariilor și modul de manifestare a acestora 56
  4.2.a Avarii din vina personalului 56
  4.2.b Avarii din vina furnizorilor și a unităților de construcții montaj 57
  4.2.c Avarii provocate de forțele naturii 57
  4.2.d Avarii provocate de alte cauze 58
4.3 Modul de acțiune a personalului de tură pentru lichidarea avariilor 58
4.4 Efectuarea de manevre în regim de avarii 58
4.5 Prevenirea avariilor 59
  4.5.a Prevenirea avariilor din vina personalului 59
  4.5.b Măsuri de prevenire a avariilor din vina furnizorilor și a unităților de montaj 60
  4.5.c Măsuri de prevenire a avariilor provocare de forțele naturii 60
  4.5.d Măsuri de prevenire a avariilor provocate din alte cauze 61

CAPITOLUL 5 ***Exploatarea transformatoarelor și autotransformatoarelor din stațiile de transformare***

5.1 Caracteristicile de exploatare ale transformatoarelor și autotransformatoarelor de putere 63
5.2. Funcționarea în paralel a transformatoarelor 67
5.3. Reglarea tensiunii transformatorului 68
5.4 Încălzirea și răcirea transformatorului 69
5.5. Exploatarea transformatorului 72
5.6. Remedieri în exploatare 74
5.7 Transformatorul de curent 77
5.8 Transformatoare de tensiune 86
5.9 Transformatorul de înaltă tensiune în ulei tip TEMU – 110 kV 96
5.10 Transformatoare de înaltă tensiune, capacitive tip TECU 110 – 220 – 400 kV 97
5.11 Exploatarea transformatoarelor de măsură 99

CAPITOLUL 6 ***Exploatarea separatoarelor şi întrerupătoarelor***

6.1 Caracteristici constructive şi funcţionale ale separatoarelor 103
6.2 Separatoare de interior 3 – 35 kV 104
6.3 Separatoare de exterior 10 – 20 kV 106
6.4 Separatoare de exterior 35 – 400 kV 106
6.5 Exploatarea separatoarelor şi a dispozitivelor de acţionare 109
6.6 Întrerupătoare 110
  6.6.1 Întrerupătoare de medie tensiune tip IUP – M – 10 – 20/630, 1000 111
  6.6.2 Întrerupătoare ortojectoare de medie tensiune tip IO, IO–B, IO–AP, IO–M 111
  6.6.3 Întrerupătoare tripolare de înaltă tensiune tip IUP – 110 112
  6.6.4 Întrerupătoare tripolare de înaltă tensiune tip IO – 110/1600; IO – 220/1600; IO – 400/1600 113
  6.6.5 Dispozitivele de acţionare pentru întrerupătoare 114
    6.6.5.1 Dispozitive de acţionare cu electromotor şi acumulare de energie în resoarte tip MR, MRL, MRI 118
    6.6.5.2 Mecanisme de acţionare pneumatică de tip MPI 119
    6.6.5.3 Mecanismul de acţionare oleopneumatică tip MOP-1 120
    6.6.5.4 Exploatarea întrerupătoarelor 124

CAPITOLUL 7 ***Tratarea neutrului în reţelele electrice***

7.1 Necesitatea tratării neutrului 127
7.2 Tratarea neutrului în reţelele de transport 128
7.3 Tratarea neutrului în reţelele de distribuţie 129
7.4 Transformatoare pentru racordarea bobinei de stingere şi a rezistenţei de limitare 132

CAPITOLUL 8 **Caracteristici constitutive şi funcţionale ale descărcătoarelor de medie şi înaltă tensiune**

8.1 Descărcătoare cu rezistenţă variabilă 138
8.2 Exploatarea descărcătoarelor 138
8.3 Exploatarea paratrăsnetelor 138
8.4 Rolul şi date tehnice ale paratrăsnetelor 139

CAPITOLUL 9 ***Instalaţii de legare la pământ***

9.1 Rolul instalaţiei de legare la pământ 141
9.2 Tipurile şi formele de prize de pământ 142
9.3 Exploatarea instalaţiei de legare la pământ din staţie 142

CAPITOLUL 10 ***Instalaţiile de protecţie prin relee, automatizare şi măsură***

10.1 Condiţiile de funcţionare a instalaţiilor PRAM 143
10.2 Exploatarea instalaţiilor PRAM 145
10.3 Sarcinile personalului de exploatare privind verificarea instalaţiilor PRAM 146

CAPITOLUL 11 ***Comanda, semnalizarea, protecţia şi automatizarea circuitelor secundare***

11.1 Comanda şi semnalizarea poziţiei întrerupătoarelor 149
11.2 Comanda şi semnalizarea poziţiei separatorului 152

11.3 Circuite pentru sincronizare 154
11.4 Circuite pentru semnalizare 155
11.5 Circuite pentru protecții și semnalizări 157
  11.5.1 Protecția transformatoarelor și autotransformatoarelor de mare putere cu neutru legat la pământ 158
  11.5.2 Protecția transformatoarelor cu neutru tratat prin rezistență 162
  11.5.3 Protecția liniilor de medie tensiune din rețele cu neutru izolat sau compensat 165
  11.5.4 Protecțiile liniilor și cuplelor de 110-400 kV în rețele legate direct la pământ 167
  11.5.5 Protecția barelor colectoare 178
  11.5.6 Automatizări folosite în stații și posturi de tansformare 181
    11.5.6.1 Reanclanșarea automată rapidă (R.A.R.) 181
    11.5.6.2 Declanșarea de rezervă la refuz de întrerupători DRRI 181
    11.5.6.3 Descărcarea automată a sarcinii (DAS) 185
    11.5.6.4 Automatizări de sistem 185

CAPITOLUL 12 ***Instalații auxiliare de curent alternativ și continuu***
12.1 Scheme de instalații auxiliare în curent alternativ 187
12.2 Exploatarea și întreținerea instalațiilor în curent alternativ 190
12.3 Instalații auxiliare de curent continuu 191
12.4 Exploatarea și întreținerea instalațiilor de curent continuu 193
12.5 Modul de remediere a defecțiunilor în funcționarea instalațiilor auxilliare de curent continuu 194

CAPITOLUL 13 ***Exploatarea instalațiilor de aer comprimat*** 197

CAPITOLUL 14 ***Exploatarea bateriilor de acumulatoare și a ventilației***
14.1 Baterii de acumulatoare 199
14.2 Instalații de ventilație 201

CAPITOLUL 15 ***Exploatarea instalațiilor de alimentare cu apă*** 203

CAPITOLUL 16 ***Prevenirea și stingerea incendiilor*** 205

CAPITOLUL 17 ***Exploatarea aparatajelor performante***
17.1 Exploatarea întrerupătorului cu SF₆ tip H14 P40 (sau H14P31,5) acționat cu dispozitiv MOP-2A 207
17.2 Exploatarea întrerupătorului de MT cu SF₆ tip 24D cu dispozitiv de acționare tip DAM 231

BIBLIOGRAFIE 239

Capitolul 1

Dezvoltarea electroenergeticii în România

1.1 Dezvoltarea sistemului energetic din România

Dezvoltarea instalaţiilor de producere, transport, distribuţie şi consum al energiei electrice din ţara noastră a urmărit îndeaproape evoluţia dezvoltării economico-sociale a României.

În anul 1882, intră în funcţiune în Bucureşti, în strada Vămii, prima uzină electrică, realizându-se câte o linie electrică aeriană pe stâlpi de lemn până la Cotroceni, respectiv până la Teatrul Naţional şi Grădina Cişmigiu, unde se alimentau instalaţiile de iluminat.

În anul 1884, la 1 noiembrie, intră în funcţiune uzina electrică din Timişoara, prevăzută cu patru grupuri de câte 30 kW, pentru iluminatul străzilor cu 731 lămpi electrice.

În anul 1888 -1889 intră în funcţiune prima centrală şi reţea de distribuţie în curent alternativ monofazat din ţara noastră, la frecvenţa de 42 Hz şi tensiunea de 2000 V.

În anul 1897, intră în funcţiune la Doftana, prima instalaţie pentru alimentarea cu energie electrică a schelelor petroliere cu curent alternativ trifazat la 500 V.

Ţara noastră este prima din lume în care s-a introdus acţionarea electrică la foraj extracţie.

Instalaţia de la Doftana era alimentată de uzina hidroelectrică de la Sinaia, printr-o linie de 10 kV şi un post de transformare de 10/0,5 kV.

În anul 1893, a fost organizat la Sibiu un simpozion privind utilizarea electricităţii în domeniul acţionărilor mecanice, iluminat şi încălzit.

În anul 1897, se acordă o concesie inginerului Oscar von Miller care a construit o centrală hidroelectrică la Valea Sadului care, potrivit afirmaţiilor constructorilor, a fost a treia din lume, după cea de la Niagara şi cea de la Merano, pe Adige. Deasemenea, a realizat linii de transport pe o distanţă de 18 km, precum şi alimentarea a 7500 lămpi cu incandescenţă şi 160 cu arc, 60 aparate de încălzit, 32 electromotoare ce acționau strunguri, ferăstraie mecanice, mașini de tors și de țesut, totalizând aproape 100 kW.

În anul 1900, se realizează prima linie trifazată de 25 kV din România, pe o lungime de 31,5 km, cu conductoare din cupru de 35 mm^2, pe stâlpi metalici.

Se realizează centrale electrice cu rețele de distribuție și în localitățile: Galați (1892), Craiova și Sibiu (1896), Brăila, Iași și Arad (1897), Sinaia și Alba-Iulia (1890), Piatra Neamț (1895), Bacău (1900).

În perioada anilor 1906-1908, se realizează rețeaua de 5000 volți în cablu a orașului București.

Un stimulent deosebit asupra dezvoltării electrificării l-a avut în apariția tramvaiului electric (București 1894, Timișoara 1899, Iași 1900).

Prima linie trifazată de 55 kV Reșița- Anina, de 25 km lungime, cu conductoare din cupru, de 50 mm^2 și conductor de protecție din oțel pe stâlpi metalici, se pune în funcțiune în anul 1915.

În 1924, s-a realizat linia electrică trifazată de 60 kV Florești – Nedelea – Ploiești - București.

În anul 1930, se realizează prima linie electrică aeriană de 110 kV din România care lega hidrocentrala Dobrești, prin Târgoviște cu București.

În anul 1950, se realizează prima linie electrică în cablu de 60 kV utilizată la traversarea Dunării între Giurgiu și Russe.

În anul 1961, se pune în funcțiune prima linei aeriană de 220 kV între Bicaz și Fântânele, iar în anul 1963, prima linie electrică aeriană de 400 KV pe traseul Luduș - Mukacevo (URSS) - Lemeșany (RSC), prin care sistemul electroenergetic din țara noastră este interconectat cu sistemele țărilor vecine. În aceeași perioadă, s-au realizat linii în cablu de 110, 220 și 400 KV, respectiv la traversarea Dunării, între Gura Ialomiței - Hîrșova, la Hidrocentrala Argeș și la Porțile de Fier.

Având în vedere importanța hotărâtoare a electroenergeticii pentru dezvoltarea tuturor ramurilor din perioada 1950 - 1976, producția de energie electrică anuală a crescut de 26,6 ori, iar a celei produse în hidrocentrale de 47 ori, ajungând la o pondere de peste 14% din total. În aceeași perioadă, puterea instalată a crescut de 15,6 ori.

Începând cu anul 1965, se pun în funcțiune grupuri cu puteri mai mari de 100 MW. În prezent, în cadrul sistemului energetic național funcționează grupuri de 315 MW de construcție românească. Gradul de interconexiune a crescut continuu: 86% în 1960, 95% în 1965, astfel că, la sfârșitul perioadei 1950-1960 există un sistem electroenergetic unic în tensiunea de bază de 110 kV.

Între anii 1966-1975, s-au construit peste 4000 km linii de 220 kV și 400 kV și aproximativ 50000 km linii de 20 kV și 110 kV, ajungându-se astfel ca tensiunea de bază a sistemului să fie cea de 220 kV și 400 kV.

S-au construit centrale hidroelectrice de mare putere, amenajându-se peste 25% din potențialul hidraulic amenajabil al țării. Se amintesc centralele pe râul Bicaz, cea de pe Argeș, Lotru și Porțile de Fier. Sistemul electroenergetic este prevăzut cu instalații moderne de pornire și încărcare rapidă pentru acoperirea vârfului de sarcină.

1.2 Caracteristici tehnico-economice ale sistemului electroenergetic

Avantajele ce le prezintă funcționarea interconectată în raport cu funcționarea izolată a elementelor ce concură la alimentarea consumatorilor a impus formarea sistemului electroenergetic (SEE).

Existența SEE prezintă o serie de avantaje:

- Determină reducerea vârfului de putere la nivelul sistemului; datorită faptului că vârfurile de putere ale consumatorilor componeneți nu se ating simultan, vârful de putere simultan la nivelul sistemului va fi mai mic decât suma vârfurilor da putere ale consumatorilor componenți:

$$P_{vârf\ sistem} < \sum P_{vârf\ consumator\ i}$$

Deci, puterea instalată totală necesară de sistem este mai mică decât în cazul funcționării izolate și ca urmare cheltuielile de investiții și exploatarea se reduc;

- Determină creșterea siguranței în alimentare a consumatorilor.

În cadrul sistemului, scoaterea din funcțiune a unui element nu înseamnă nealimentarea consumatorului, acesta fiind racordat prin multe linii electrice. În situația alimentării cu energie electrică separată a consumatorului, aceasta este posibilă numai prin creșterea numărului de grupuri, ceea ce este neeconomic.

Graficele de sarcină ale consumatorilor sistemului diferă între ele, prin însumarea lor se obține, la nivelul sistemului, un grafic de sarcină mai aplatizat; ca urmare a acestui fapt, se ușurează sarcina elementelor de reglaj, care trebuie să intervină la modificarea consumului și se reduce uzura acestora.

Existența unui grafic de sarcină mai uniform permite o utilizare mai economică a centralelor din sistem.

Datorită existenței conexiunii între toate elementele componente ale sistemului este posibil ca, în fiecare moment de funcționare, în funcție de valoarea totală a consumului, să se mențină acele componente care, în condițiile date, permit furnizarea energiei electrice la costul minim;

- Permite utilizarea resurselor energetice sporadice (gaze de furnal, gaze de sondă, energie eoliană, energie solară) în condiții avantajoase. În lipsa unui SEE, acestea se pierd, ele neavând un caracter permanent;
- Permite creșterea puterii unitare a grupurilor din sistem și a puterii instalate în centrale, ceea ce determină reducerea cheltuielilor de investiție și exploatare;
- Permite o planificare judicioasă a reviziilor și reparațiilor elementelor din sistem, deoarece deconectarea uneia din ele, la momentul necesar, nu afectează alimentarea consumatorilor, funcțiile sale fiind preluate de alte componente;

- Permite utilizarea cu eficacitate mărită a resurselor energetice ale țării. Existența SEE permite ca centralele amplasate lângă resurse să-și poată evacua energia produsă, chiar dacă consumul este la distanță.

Formarea SEE prezintă și unele dezavantaje, dintre care le amintim:

- Creșterea puterii de scurtcircuit la bare, ceea ce ridică probleme la aparatajul de comutație;
- Păstrarea parametrilor energiei la nivelul relativ constant în tot sistemul (frecvența, tensiune, etc.);
- Complicarea tuturor aspectelor funcționale de regim normal (determinarea circulației de puteri, reglaj de tensiune, reglaj de frecvență, în regim de avarie determinarea curenților de scurtcircuit, calculul regimurilor nesimetrice), pentru a căror rezolvare se cere utilizarea unor modele matematice foarte complicate;
- Necesitatea utilizării unui aparataj de protecție și automatizare foarte complex.

Sarcina permanentă a personalului care conduce, proiectează și exploatează SEE este să găsească soluții pentru reducerea dezavantajelor în favoarea avantajelor pe care le prezintă sistemul electroenergetic.

Față de avantajele și dezavantajele sistemului electroenergetic, acesta prezintă și câteva particularități specifice din punct de vedere tehnic și economic, dintre acestea enumerăm:

- Sistemul se extinde la scară națională, reprezentând o instalație unică pe întreg teritoriul;
- Sarcina sistemului de a furniza energie electrică la consumatori nu se poate împărți cu alte sectoare economice;
- Anvergura și valoarea mare a extinderilor ce trebuie realizate permanent impun o politică de largă perspectivă, cu mult în avans față de momentul realizării obiectivelor;
- Avarierea unor componente din sistem poate provoca pagube materiale însemnate în alte ramuri economice;
- Produsul său - energia electrică - nu se poate înmagazina în cantități practic utile și, astfel, este necesar ca în fiecare moment, consumul să fie corelat cu producerea;
- Calitatea produsului trebuie menținută ridicată permanent și cu un grad ridicat de continuitate;
- Spre deosebire de alte domenii, unde o extindere determină doar creșteri cantitative în cadrul SEE, extinderile generează probleme calitativ noi;
- Calitatea produsului trebuie menținută ridicată permanent și cu un grad de continuitate.

Particularitățile menționate SEE fac ca analiza regimurilor de funcționare, dar mai ales problemele de exploatare, să fie extrem de complexe și pretențioase.

1.3 Cerințele sistemului electroenergetic

Rolul SEE este de a asigura toate condițiile pentru a alimenta consumatorii cu energie electrică. Pentru acest deziderat sistemul trebuie să corespundă următoarelor cerințe:

- Să prezinte siguranță în alimentarea consumatorilor;
- Să asigure un produs de calitate bună;
- Să-şi îndeplinească funcțiile în condiții economice;
- Să respecte condițiile de mediu.

Rețelele de transport şi distribuție a energiei electrice fac legătura între sursele de energie electrică şi receptoarele de energie.

Cunoscând proprietatea energiei electrice de a fi utilizată chiar în momentul producerii, înseamnă că: producerea, transportul şi distribuția, formează un sistem unic. Definirea elementelor sistemului, adică instalațiile de transport şi distribuție presupun precizări asupra sistemului în ansamblu.

Prin sistem energetic se înțelege totalitatea instalațiilor care concură la procesul de producere, transport şi distribuție a energiei electrice, precum şi utilizarea acesteia, începând de la forma brută a acesteia şi terminând cu forma ei utilă de la consumator.

Din sistemul energetic fac parte:

- Centralele electrice (cazane, turbine, generatoare, convertizoare, etc.);
- Stațiile de transformare ridicătoare de tensiune;
- Rețelele de transport a energiei electrice;
- Stațiile coborâtoare de tensiune;
- Stațiile de medie tensiune;
- Posturile de transformare;
- Rețelele de distribuție;
- Consumatorii de energie cu receptoarele;
- Mine de cărbuni, sondele de petrol şi gaze, lacuri de acumulare.

Prin sistem electric se înțelege partea electrică a sistemului energetic. În cele mai multe cazuri, termenul "sistem electric" este confundat cu "sistem electroenergetic", aceasta este fundamental greşit, deoarece *sistem electroenergetic* înseamnă ansamblul instalațiilor care asigură procesul de producere, transport, distribuție şi consum de energie electrică.

Prin rețea electrică se înțelege o parte din sistemul energetic destinată transportului şi distribuției energiei electrice, aceasta fiind constituită din linii electrice aeriene LEA şi linii electrice subterane LES, stații de transformare, posturi de transformare, puncte de alimentare, puncte de conexiune etc.

Prin instalații de transport se înțelege, de regulă, întregul ansamblu de la bornele generatorului, până la barele de medie tensiune a stației coborâtoare (6, 10, 15, 20) kV.

Prin consumator se înțelege ansamblul tuturor receptoarelor, caracterizat prin sarcină activă şi reactivă.

Prima funcție a rețelelor electrice este acela de distribuție; a doua destinație este aceea de transport a energiei electrice de la sursă la consumator. Creşterea puterii centralelor la valori de până la mii de MW conduce la apariția liniilor electrice aeriene, de înaltă tensiune, care o distribuie la marii consumatori.

În multe cazuri, o linie de transport care alimenta inițial un singur consumator prin dezvoltare, poate să devină o rețea de distribuție a energiei electrice.

O dată cu interconectarea centralelor electrice, liniile unei rețele capătă noi funcții, de exemplu, o linie poate lega două centrale electrice pentru a asigura rezerva de putere în caz de avarie în una din centralele electrice, pentru a transporta în ambele sensuri energie, aceeași funcție îndeplinind și în cazul interconectării mai multor subsisteme.

Apar așa-numitele linii de legătură între sistemele energetice care au funcția de a tranzita energia electrică dintr-un sistem cu putere instalală mare către un sistem deficitar.

Specialiștii în probleme de transport și distribuție a energiei electrice trebuie să cunoască condițiile în care va funcționa sistemul electric.

Prin regimul de funcționare se înțeleg valorile unor mărimi fizice: tensiune, curent, putere activă și reactivă, decalajul tensiunilor, frecvență, etc. care caracterizează starea corespunzătoare a rețelei la un moment dat. Se cunosc mai multe regimuri de funcționare a rețelelor electrice:

- **regimul normal** se caracterizează prin valori normale ale indicatorilor de calitate a energiei electrice și condiții normale de funcționare;
- **regimul de avarie** este acela care are loc când unul sau mai multe din elementele rețelei sunt scoase din funcțiune , iar parametrii de calitate au valori diferite de cele normale.

1.4 Siguranța în alimentare

Siguranța în alimentare înseamnă a asigura alimentarea consumatorilor fără întrerupere, în acest sens se acționează în următoarele direcții:

- alegerea unei scheme de alimentare care, chiar la avariile probabile, să mențină alimentarea consumatorilor;
- luarea de măsuri încă din faza de proiectare, execuție și montare a elementelor de sistem, care să fie sigure în exploatare și să prezinte o probabilitate de defect redusă;
- controlul permanent al mărimilor de intrare și ieșire la elementele de sistem; menținerea acestora în jurul valorilor nominale,
- urmărirea continuă a parametrilor de bază (tensiune, curenți, putere), în nodurile principale ale sistemului;
- introducerea în sistem a elementelor de protecție, automatizare, semnalizare care să sesizeze regimurile periculoase.

1.5 Calitatea şi economicitatea energiei electrice

Energia electrică livrată la o calitate necorespunzătoare nu se poate utiliza, este pierdută şi nu se poate recondiţiona, ea poate provoca daune periculoase pentru consumatori.

Într-un nod al sistemului elementele de calitate se caracterizează prin:

- Puritatea undei de tensiune care este dată nu de forma sinusoidală ci de lipsa armonicilor;
- Valoarea medie a frecvenţei şi nivelul abaterilor în timp faţă de aceasta;
- Gradul de simetrie al sistemului trifazat al tensiunii;
- Puritatea undei de tensiune, dorită de formă sinusoidală.
- Fluctuaţiile de tensiune şi frecvenţă în jurul valorii medii să fie cât mai reduse, acestea fiind de ordinul ±5%, condiţiile de abatere cu ±5% a parametrilor este valabilă în paralel, pentru că odată puse, acestea se uniformizează, mărimile fiind urmărite la nivel de dispecer zonal şi de sistem.

Personalul de exploatare, prin intermediul elementelor de reglare, va acţiona pentru menţinerea valorilor mărimilor în interiorul gamelor admise. Producerea, transportul şi distribuţia energiei electrice trebuie să se realizeze în condiţiile de cheltuieli minime, deoarece mărimea cheltuielilor în sistemul electroenergetic este foarte mare. Pentru realizarea acestui deziderat, se adoptă următoarele măsuri:

- reducerea la maxim a cheltuielilor de investiţii prin adoptarea soluţiilor ieftine, dar care satisfac condiţiile tehnice;
- reducerea pierderilor de putere, aceasta se realizează prin alegerea unor aparate şi instalaţii cu randamente ridicate;
- funcţionarea în regimurile cu repartizare optimă economică a puterilor între centrale din sistem.

Calitatea energiei electrice este o problemă complexă şi controversată. Complexitatea rezidă în multitudinea factorilor care influenţează calitatea energiei electrice, în interdependenţa acestora, în lipsa metodelor şi mijloacelor de obţinere expeditivă şi precisă a informaţiilor referitoare la indicatorii de calitate ai energiei electrice. Mai mult, terminologia, definiţiile, normele privitoare la calitatea energiei electrice, metodele de evaluare a indicatorilor de calitate şi a daunelor datorate reducerii calităţii energiei electrice în uz nu sunt încă acceptate în totalitate în ţara noastră şi nici în restul statelor.

Producţia de energie electrică prezintă o serie de *particularităţi*, şi anume:

- continuitatea procesului producerii energiei, ceea ce conduce la deosebiri faţă de alte producţii: lipseşte producţia neterminată (semifabricată), nu există posibilitatea rebutării producţiei rebutate din consum;
- simultaneitatea producerii şi consumului energiei, producţia de energie neputând fi stocată şi repusă în consum mai târziu;

- utilizarea energiei în toate ramurile economiei;
- interschimbabilitatea diferitelor tipuri de energii.

Prin **calitatea energiei** se poate înțelege *ansamblul parametrilor ei care asigură funcționarea receptoarelor în conformitate cu destinația lor.*

O calitate necorespunzătoare a energiei electrice conduce la perturbarea funcționării instalațiilor electrice și în consecință, la reducerea calității produselor, la scurtarea duratei de serviciu a echipamentelor electrotehnice etc. În acest sens, calitatea energiei electrice interesează deopotrivă furnizorul și consumatorul.

În literatura de specialitate se întâlnesc cele mai diverse definiții și cei mai diverși termeni referitori la calitatea energiei electrice.

Cel mai adesea se vorbește despre *calitatea tensiunii, înrăutățirea calității tensiunii, optimizarea calității tensiunii* etc. Apare tot mai evidentă necesitatea existenței unui standard al calității energiei electrice și există preocupări constante în acest sens la nivelul organismelor internaționale de specialitate. În ultimii ani, în practica electrotehnică au apărut documente, normative, care reflectă tendințele actuale de îmbunătățire a calității energiei:

- în unele țări (Anglia, Japonia etc.) au fost introduse norme privind calitatea energiei electrice, modul de control al acesteia și periodicitatea măsurărilor la rețelele electrice, precum și norme privind responsabilitățile organelor de exploatare;
- în 1976, Comitetul European pentru Normare și Standardizare în Electrotehnică (CENELEC) a elaborat *Norma de calitate a energiei electrice*, care a fost aplicată în țările industrializate membre ale acestei organizații;
- Comisia Electrotehnică Internațională (CEI) are un comitet special (Comitetul tehnic nr.77) pentru calitatea energiei electrice;
- problema comparabilității electromagnetice a echipamentelor racordate la rețelele electrice (în special problema regimului deformant) face obiectul de studiu al unei grupe de lucru - nr.5 - din cadrul conferinței Internaționale de Sisteme Energetice Mari (CIGRE).

Trebuie, de asemenea, menționate Standardul European al țărilor Pieței Comune, Recomandările Uniunii Internaționale pentru Electrotermie ș.a.m.d.

În prezent, problema calității energiei electrice îi preocupă pe specialiști în cel mai înalt grad, ca urmare a dezvoltării pe care au luat-o electronica de putere, calculatoarele și sistemul informațional, a căror funcționare este strict condiționată de calitatea energiei electrice.

1.5.1 Criterii de apreciere a calității energiei electrice

Energia electrică livrată într-un anumit punct al unei rețele trifazate de curent alternativ este caracterizată de următorii **parametri**:

- variațiile de tensiune;
- deformarea undelor de tensiune și de curent;
- nesimetria sistemelor trifazate de tensiune și de curent;
- variația frecvenței;

- continuitatea în furnizarea energiei electrice.

Notă. Deoarece calitatea energiei electrice condiţionează funcţionarea corectă a SEN şi a receptoarelor, în multe ţări s-au impus şi alţi indicatori de calitate ai energiei electrice. În acest sens, sunt de menţionat: coeficientul de formă al undei; nivelul de influenţă telefonică; factorul de influenţă telefonică etc.

1.5.1.a *Variaţiile de tensiune*

Nivelul de tensiune la barele consumatorului depinde de condiţiile de funcţionare a centralelor, de încărcare cu putere activă şi reactivă a acestora, de încărcarea reţelei de transport şi distribuţie, de mijloacele de reglaj disponibile (transformatoare şi autotransformatoare cu reglaj sub sarcină, cu ploturi, compensatoare sincrone şi condensatoare, bobine de compensare).

Din punctul de vedere al modului de producere, literatura de specialitate menţionează următoarele **tipuri de neregularităţi ale tensiunii**: variaţii lente, goluri de tensiune, fluctuaţii de tensiuni, dezechilibre de tensiune etc.

1.5.1.b *Variaţiile lente de tensiune*

Variaţiile lente de tensiune pot fi *periodice*, cu ciclu zilnic sau săptămânal (datorate modificării structurii şi sarcinii sistemului între orele de vârf şi cele de gol sau între zilele lucrătoare şi cele de repaus), sau *aleatoare* (apărute ca urmare a conectării sau deconectării unor elemente din reţea: generatoare, linii electrice, consumatori cu un consum mare) etc.

Conform STAS 930-89, abaterile admisibile ale tensiunii în reţelele electrice de diferite tensiuni sunt cele prezentate în tabelul 1.

Ele sunt valabile dacă factorul de putere realizat de consumator este cel optim rezultat din calcule tehnico-economice, dar cel puţin 0,92.

Pentru reţelele electrice cu U_n=380/220 V (care trebuie să treacă la tensiunea de 400/230 V în cel mult 20 de ani de la publicarea STAS 930), abaterea procentuală admisă a tensiunii este de ±6%.

Notă. Abaterea procentuală de 6% sau 10% pentru reţelele electrice de joasă tensiune este considerată la punctul de livrare şi include şi căderile de tensiune ale branşamentului şi coloanei.

Variaţiile lente de tensiune sunt apreciate prin următorii **indicatori:** abaterea maximă, abaterea medie pătratică, dispersia faţă de abaterea, abaterea standard.

Tabelul 1 *Abaterile maxime admisibile ale tensiunii conform STAS 930-1989*

Tensiunea nominală a reţelei	Felul reţelei	Abaterea procentuală
400/230 V	aeriană subterană	± 10%
208/120 V	aeriană subterană	± 7%
690/400 V	aeriană subterană	± 5%
500 V	aeriană	± 10%
1000 V	aeriană subterană	± 10%
6-220 kV	aeriană subterană	± 10%
400 kV şi 750 kV	aeriană	Nu se normează

☐ **Abaterile maxime**. Abaterea tensiunii față de tensiunea nominală este definită prin relația:

$$\Delta U = \frac{U - U_n}{U_n} \cdot 100 \ [\%]$$

unde U este valoarea eficace a tensiunii măsurate în punctul considerat, iar U_n este tensiunea nominală a rețelei.

Abaterile maxime admise față de tensiunea nominală sunt:

$$\Delta U^{+}_{\max.\text{adm.}} = \frac{U_{\max.\text{adm.}} - U_n}{U_n} \cdot 100 \ [\%]$$

$$\Delta U^{-}_{\min.\text{adm.}} = \frac{U_{\min.\text{adm.}} - U_n}{U_n} \cdot 100 \ [\%]$$

unde $U^{+}_{\max.\text{adm.}}, U^{-}_{\min.\text{adm.}}$ reprezintă valoarea maximă și respectiv valoarea minimă admisă a tensiunii.

Variația maximă de tensiune admisă este:

$$\Delta U_{\max.\text{adm.}} = \Delta U^{+}_{\max.\text{adm.}} - \Delta U^{-}_{\min.\text{adm.}}$$

☐ **Valoarea medie a abaterii ΔU a tensiunii față de tensiunea nominală într-un interval de timp** T este exprimată prin relația:

$$\overline{\Delta U} = \frac{1}{T}\int_0^T \Delta U \mathrm{d}t$$

☐ **Iregularitatea** sau **abaterea medie pătratică**, definită prin:

$$I = \varepsilon_\sigma^2 = \frac{1}{T}\int_0^T \overline{\Delta U}^2 \mathrm{d}t$$

este indicatorul cel mai concludent, fiind direct legat de daunele pe care o slabă calitate a tensiunii le produce consumatorilor. Ea dă informații în legătură cu nivelul mediu al tensiunii în rețeaua electrică.

Calitatea tensiunii este considerată:

- foarte bună – dacă $\varepsilon_\sigma^2 < 10 \ (\%)^2$;
- bună – dacă $\varepsilon_\sigma^2 = 20 \ (\%)^2$;
- mediocră – dacă $\varepsilon_\sigma^2 = 50 \ (\%)^2$;
- necorespunzătoare – dacă $\varepsilon_\sigma^2 > 100 \ (\%)^2$.

☐ **Abaterea standard**. Dispersia față de valoarea medie a abaterii, ΔU, se definește prin:

$$\sigma^2 = \frac{1}{T}\int_0^T \left(\Delta U - \overline{\Delta U}\right)^2 \mathrm{d}t$$

Abaterea standard, σ, care indică gradul de împrăştiere a abaterilor de tensiune în jurul abaterii medii $\overline{\Delta U}$, este:

$$\sigma = \sqrt{\sigma^2}$$

Ea permite determinarea duratei de timp în care abaterea tensiunii într-un punct se află între anumite limite.

Între indicatorii de analiză a calităţii tensiunii (indicatorii integrali) există relaţia:

$$I = \sigma^2 + \left(\overline{\Delta U}\right)^2$$

Pentru măsurarea tensiunii în reţeaua electrică şi efectuarea unor analize complete privind calitatea acesteia, personalul de exploatare trebuie să fie dotat cu voltmetre înregistratoare sau statistice, care măsoară şi înregistrează tensiunea pe intervale de timp de 1 oră, 24 ore sau o săptămână.

La reţeaua electrică de joasă tensiune, voltmetrele se montează:

- La cutia de distribuţie de la postul de transformare;
- La abonatul care reclamă o tensiune necorespunzătoare;
- La capătul reţelei, pentru stabilirea lucrărilor necesare în reţeaua electrică.

De asemenea, pentru reţelele electrice de joasă tensiune, calculul variaţiilor de tensiune - cu aproximaţie - se poate efectua în baza graficelor de sarcină realizate în contoare de tip AIR-AL (producţie ABB-USA) şi a caracteristicilor reţelei.

1.5.1.c *Golurile de tensiune*

Sunt numite **goluri de tensiune** variaţii negative ale valorii efective a tensiunii unei reţele electrice având amplitudinea cuprinsă între o valoare minimă sesizabilă (circa 20% U_n) şi 100% şi o durată de cel mult 3 s.

Ele sunt rezultatul unor defecte din reţeaua electrică (eliminate de instalaţiile de automatizare) sau al pornirii greşite a unor motoare electrice mari alimentate din reţeaua electrică de medie tensiune.

Golurile de tensiune nu se normează.

Pentru evidenţierea golurilor de tensiune, la staţiile de transformare sau la consumatorii importanţi la care producţia este influenţată de golurile de tensiune se vor utiliza osciloperturbografe înregistratoare.

1.5.1.d *Fluctuaţii de tensiune*

Fluctuaţiile de tensiune sunt variaţiile de tensiune cu caracter repetitiv, ciclice sau aleatoare, care au loc cu un gradient $\Delta U/\Delta t$ mai mare de 1% (Δt=1s).

Acestea sunt provocate de funcţionarea intermitentă sau cu şocuri de putere reactivă a unor receptoare (la joasă tensiune-aparatele de sudură, la medie tensiune-pompele sau laminoarele, la înaltă tensiune-cuptoarele cu arc, etc.), iar mărimea lor este dependentă de caracteristica (generatorul echivalent) nodului la care sunt racordate.

Mărimea fluctuaţiei (ΔU_n) se calculează cu relaţia:

$$\Delta U_g = \frac{U_{max} - U_{min}}{U_n} \cdot 100 \ [\%]$$

unde $U_{max.}$ și $U_{min.}$ sunt valorile eficace maximă și minimă ale tensiunii în intervalul cel mai scurt de producere a fluctuației.

Fluctuațiile de tensiune periodice sau **aleatoare** (determinate, în principal, de funcționarea cu șocuri de putere reactivă a unor receptoare) care provoacă variația vizibilă a fluxului luminos emis de sursele de iluminat poartă numele de **efect de flicker**. Acest fenomen produce - în special în domeniul de frecvență 1÷20 Hz - o senzație de jenă fiziologică a ochiului omenesc.

Doza de flicker este definită de expresia:

$$f = \int_0^T a_{10}^2 \mathrm{d}t$$

Cu a_{10}^2 s-a notat fluctuația sinusoidală cu frecvența de 10 Hz echivalentă din punctul de vedere al efectului de flicker cu fluctuația reală a tensiunii (care prezintă amplitudini și frecvențe aleatoare). Ea se poate exprima prin relația:

$$a_{10}^2 = \sum g_i^2 \cdot a_i^2$$

unde:

a_i este amplitudinea fluctuației de frecvență;

g_i sunt coeficienți care depind de frecvență și care sunt determinați experimental.

În instalațiile la care se semnalizează efectul de flicker, deținătorul receptoarelor perturbatoare este obligat să procedeze la măsurarea și înregistrarea fluctuațiilor de tensiune în condiții de sarcină maximă a instalației, în vederea stabilirii măsurilor tehnice necesare pentru suprimarea sau limitarea efectului. Măsurarea fluctuațiilor se face cu aparatul numit flickermetru.

Soluțiile pentru reducerea efectului de flicker au în vedere: mărirea puterii de scurtcircuit a rețelei în punctul luat în analiză, alimentarea receptoarelor printr-o rețea electrică separată și care să funcționeze la o tensiune superioară, montarea de compensatoare sincrone, etc.

1.5.1.e Deformarea undelor *de tensiune și de curent*

Alterarea sinusoidei tensiunii este provocată de funcționarea receptoarelor electrice cu caracteristică volt-amper neliniară (convertizoare statice de putere, transformatoare de putere, aparate de sudură, cuptoare cu microunde, etc.). în timpul funcționării, ele refulează spre stația de alimentare curenți de diverse frecvențe, fapt evidențiat prin deformarea undei sinusoidale a tensiunii, cu consecințe negative constând în:

- Reducerea puterii active a generatoarelor din centralele electrice;
- Pierderi suplimentare pe liniile electrice aeriene, în cablu și condensatoare;
- Erori suplimentare în funcționarea aparatelor electrice de măsurare;
- funcționarea defectuoasă a instalațiilor de telecomandă, a releelor și a instalațiilor de conducere prin calculatoare de proces;
- apariția de rezonanțe locale generatoare de supratensiuni și/sau supracurenți;

- funcţionarea defectuoasă şi apariţia unor defecte la receptoarele alimentate din reţeaua electrică poluată cu armonici;
- micşorarea factorului de putere la consumatorii deformanţi şi în sistemul energetic de alimentare.

PE 143/1994 stabileşte parametrii care permit evaluarea regimului deformant.

1.5.1.f *Parametrii care caracterizează unda de tensiune*

□ **Coeficientul de distorsiune al tensiunii** (δ_u). Se numeşte coeficient de distorsiune al unei curbe nesinusoidale raportul exprimat în procente dintre valoarea eficace a reziduului deformant (respectiv a armonicilor de tensiune) şi valoarea eficace a fundamentalei, U_1:

$$\delta_u = \frac{U_d}{U_1} = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{40} U_n^2}}{U_1} \cdot 100 \ [\%]$$

(U_n reprezintă valoarea eficace a armonicii de tensiune de ordinul n, iar U_1 - valoarea eficace a componentei fundamentale).

Reziduul deformant se poate scrie:

$$U_d = U^2 - U_1^2$$

Unde U, U_1 sunt valorile eficace ale tensiunii reţelei şi respectiv a fundamentalei.

Se admit pentru δ_u următoarele valori:

- la reţelele electrice de joasă şi medie tensiune: $\delta_u \leq 8\%$;
- la reţelele electrice de înaltă tensiune: $\delta_u \leq 3\%$.

□ **Nivelul armonicii de tensiune** (γ_u), pentru o armonică de rang n, este raportul în procente dintre valoarea eficace a armonicii considerate (U_n) şi valoarea eficace a fundamentalei U_1 a tensiunii:

$$\gamma_u = \frac{U_n}{U_1} \cdot 100 \ [\%]$$

În tabelul 2 sunt date nivelurile limită de compatibilitate pentru armonicile de tensiune individuale la reţelele electrice de joasă şi medie tensiune (în procente din fundamentală), conform CEI 1000 - 2 - 2/1990.

Tabelul 2 *Armonici de tensiune*

Armonici impare nemultiplu de 3		**Armonici impare nemultiplu de 3**		**Armonici pare**	
Ordinul n al armonicii	Nivelul [%]	Ordinul n al armonicii	Nivelul [%]	Ordinul n al armonicii	Nivelul [%]
5	6	3	5	2	2
7	5	9	1,5	4	1
11	3,5	15	1,3	6	0,5
13	3	21	0,2	8	0,5
17	2	>21	0,2	10	0,5
19	1,5			12	0,2
23	1,5			>12	0,2
25	1,5				
>25	0,2+1,3x25/n				

1.5.1.g *Parametrii care caracterizează unda de curent*

- **Coeficientul de distorsiune al undei de curent** (δ_i) este definit de relația:

$$\delta_i = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{40} I_n^2}}{I_1} \cdot 100 \ [\%]$$

unde:

I_n - este valoarea eficace a armonicii de curent de ordinul n;

I_1 - valoarea eficace a curentului cu frecvența fundamentală.

Nivelurile limită ale coeficientului δ_i de distorsiune al undei de curent, conform ANSI/IEEE - 519/1981, sunt cele din tabelul 3, în care s-au folosit următoarele notații:

I_{sc} – curentul de scurtcircuit în punctul de delimitare între consumator și furnizor;

I_s – curentul nominal la frecvența nominală, corespunzător sarcinii conectate.

Tabelul 3 *Coeficientul de distorsiune al undei de curent*

I_{sc}/I_s	δ_i
<20	5
20 – 50	8
50 – 100	12
100 – 1000	15
>1000	20

- **Nivelul armonicii de curent** (γ_i) se exprimă prin raportul:

$$\gamma_i = \frac{I_n}{I_1} \cdot 100 \ [\%],$$

unde:

I_n – este valoarea eficace a armonicii de curent de ordinul n;

I_1 – valoarea eficace a curentului cu frecvența fundamentală.

Nivelurile limită de compatibilitate pentru armonicile de curent, stabilite prin ANSI/IEEE – 519/1981 (în procente din nivelul fundamentalei), care se vor utiliza pentru consumator, sunt date în tabelul 4.

Tabelul 4 *Armonicile de curent – niveluri limită*

I_{sc}/I_s	Ordinul armonicilor				
	<11	11 – 16	17 – 22	23 – 24	≥ 35
<20	4	2	1,5	0,6	0,3
20 – 50	7	3,5	2,5	1	0,5
50 – 100	10	4,5	4	1,5	0,7
100 – 1000	12	5,5	5	2	1
> 1000	15	7	6	2,5	1,4

1.5.1.h *Analiza formei de undă a tensiunii şi curentului*

Analiza formei de undă se face la consumatorii care produc regim deformant.

Normativul PE 143/1994 recomandă următoarele *intervale de timp* pentru efectuarea măsurătorilor:

a) Intervalul foarte scurt: TVS = 3 s;

b) Intervalul scurt: TSH = 10 min;

c) Intervalul lung: TL = 1 h (opţional);

d) Intervalul zilnic: TD = 24 h;

e) Intervalul săptămânal = TWK = 7 zile.

Măsurătorile se fac prin eşantionarea undelor de tensiune şi curent, *numărul minim de eşantionări* pentru un interval de analiză fiind 100. *Durata* unui eşantion este de 80 ms (4 perioade).

Cu valorile a_n determinate prin măsurători se calculează pentru fiecare armonică valoarea medie pătratică:

$$A_{n(VS)} = \frac{\sqrt{\sum_{k=1}^{P} a_n \cdot k^2}}{P},$$

P fiind numărul total de măsurări (P≥1).

Pentru intervalul zilnic (24 h), cei mai importanţi parametri sunt:

- $A_{n(VS)\max}$ - valoarea medie pătratică maximă corespunzătoare tuturor intervalelor pe termen foarte scurt (3 s);

- $A_{n(Sh)\max}$ - valoarea medie pătratică maximă corespunzătoare tuturor intervalelor pe termen scurt (10 s);
- $A_{n(VS)95\%}$ - valoarea medie pătratică în intervalul de o zi (TD = 24 h), corespunzătoare probabilității cumulate de 95% (adică valoarea care este depășită numai în 5% dintre intervalele de 3s); această valoare se compară cu valoarea limită admisibilă;
- $A_{n(VS)99\%}$ - valoarea medie pătratică în intervalul de o zi (TD = 24 h), corespunzătoare probabilității cumulate de 95% (adică valoarea care este depășită numai în 5% dintre intervalele de 3s).

Pentru a verifica înscrierea parametrilor în limitele admisibile, se recomandă folosirea aparatelor specializate de măsurare, care măsoară nivelurile de distorsiune prin metode statistice.

Pentru eliminarea regimului deformant se montează filtre, iar rezultatele sunt slabe.

1.5.1.i *Continuitatea în alimentarea cu energie electrică*

Continuitatea în alimentarea cu energie electrică este caracterizată de indicatori statistici precizați prin prevederile contractelor încheiate între furnizor și consumatori.

Indicatorii de continuitate sunt *medii* sau *maximi*, corespunzător unui anumit nivel de risc, și se referă la punctul (punctele) de delimitare între furnizor și consumator. Acești indicatori sunt:

- numărul mediu anual de întreruperi eliminate prin reparații;
- numărul mediu anual de întreruperi eliminate prin manevre;
- durata medie a unei întreruperi;
- numărul maxim anual de întreruperi eliminate prin reparații;
- numărul maxim anual de întreruperi eliminate prin manevre;
- durata maximă de restabilire;
- durata totală medie de întrerupere pe an.

Din punctul de vedere al relației furnizor – consumator, există două situații:

a) Furnizorul nu garantează indicatorii de continuitate: consumatorul are la dispoziție, pentru alegerea soluției de alimentare, indicatorii medii pentru numărul de întreruperi (eliminate prin reparații sau manevre) și durata medie a unei întreruperi eliminate prin reparații (sau durata totală medie de întrerupere pe an); pentru acest caz se respectă prevederile generale de plată a energiei electrice și prevederile RFUEE;

b) Furnizorul dă garanții, cu un anumit nivel de risc, pentru următorii indicatori:
   - Numărul maxim anual de întreruperi eliminate prin reparații sau/și manevre;
   - Durata maximă de restabilire;

   plata energiei electrice se face în conformitate cu reglementările tarifare în vigoare, corespunzătoare garanțiilor preluate.

Pentru alegerea soluţiilor de alimentare, calculul indicatorilor menţionaţi se face, conform PE 013, cu luarea în considerare a siguranţei asociate nodului de sistem de la care se face alimentarea şi a siguranţei intrinseci a instalaţiilor dintre acest nod şi punctul de delimitare a instalaţiilor dintre furnizor şi consumatorul de energie electrică.

Între unităţile furnizoare şi consumatori se încheie şi *convenţii de exploatare*, prin care se stabilesc reglajele instalaţiilor de protecţie prin relee şi automatizare în concordanţă cu timpii de acţionare din sistemul extern, conform cu PE 501 şi PE 117.

1.5.1.j *Parametrii de calitate ai energiei electrice stabiliţi de* EN 50160 *şi* UNIPEDE

A. Norma EN 50160

Norma impune tehnicilor de măsurare un nivel de exigenţă ridicat.

O prezentare sintetică a limitelor admisibile pentru parametrii referitori la calitatea energiei electrice, conform normei EN 50160 (1994), este dată în tabelul 5.

Tabelul 5 *Parametrii care caracterizează calitatea energiei electrice – limitele admisibile conform normei EN 50160/1994*

Parametrul	Niveluri limită admise
Frecvenţă	50 Hz ± 1% în 95% din săptămână 50 Hz ± 4% în 100% din săptămână
Amplitudinea tensiunii	Pentru reţelele de joasă tensiune: ± 10% U_N (tensiune nominală) în 95% din săptămână ± 10% U_C (tensiune contractuală) în 95% din săptămână
Variaţii rapide (bruşte)	Limitate în general la 4% U_C (cu totul excepţional: 6%)
Variaţii rapide (flicker)	$P_f \le 1\%$ în 95% dintr-o săptămână
Goluri de tensiune	Nu se prevăd limite (ca informaţie: cea mai mare parte a golurilor de tensiune să aibă o durată mai mică de 1 s şi amplitudinea – sub 60% din U_N
Întreruperi de scurtă durată	Nu se prevăd limite (ca informaţie: de la câteva zeci la mai multe sute de întreruperi pe an, 70% din întreruperi având o durată mai mică de 1 s)
Întreruperi de lungă durată	Nu se prevăd limite (ca informaţie: între 10 şi 50 de întreruperi de lungă durată pe an)
Supratensiuni temporare	1,7 U_C
Supratensiuni tranzitorii	Nu se prevăd limite (se indică numai posibila lor prezenţă)
Dezechilibru	Coeficientul de nesimetrie (inversă) de tensiune: 2% în 95% dintr-o săptămână
Armonice	Limite pentru armonice până la rangul 25: coeficientul total de distorsiune THD = 8% în 95% dintr-o săptămână
Interarmonice	Este în studiu stabilirea limitelor admisibile
Semnale de telecomandă	Limitate conform curbei lui Meister, 99% din zi

A. Norma DISNORM 12/87 a Uniunii Internaţionale a Producătorilor şi Distribuitorilor de Energie Electrică (UNIPEDE)

UNIPEDE a elaborat documentul DISNORM 12/97 care stabileşte valorile pentru parametrii care privesc calitatea energiei electrice (vezi tabelul 6).

Tabelul 6 *Norma UNIPEDE – DISNORM 12/89 cu referire la calitatea energiei electrice*

Parametrul	**Niveluri limită admise**
Frecvență	50 Hz ± 1% (în rețelele izolate – chiar mai mult)
Amplitudinea tensiunii (variații lente)	La JT: U_N ± 10% La MT: U_N ± 10% sau + 5% ... 10%
Variații bruște, fluctuații de tensiune	Limita normală a variațiilor de tensiune care conduc la flicker : 3% U_N (în mod excepțional, 8%)
Goluri de tensiune	De la aproximativ 10 la 100 de goluri de tensiune pe an, de 10% ... 100% U_N, cu reveniri de la 10 ms la câteva milisecunde
Supratensiuni temporare	Mai mici decât cele tranzitorii
Supratensiuni tranzitorii	La JT: 2 kV La MT: încă nestabilite
Forma undei de tensiune	Coeficientul total de distorsiuni: THD = 8%; se indică valori admisibile (procente din U_N) pentru armonicele impare care nu sunt multiplu de trei, pentru cele impare multiplu de trei și pentru cele pare
Niveluri de compatibilitate pentru tensiuni nesimetrice (secvența negativă)	0,02
Întreruperi de scurtă durată (≤ 1 minut)	Caracterizate printr-o estimare a frecvențelor anuale pe fider
Întreruperi de lungă durată (≥ câteva minute)	Caracterizate printr-o estimare a frecvențelor anuale și a duratei lor medii
Transmiterea de semnale de telecomandă	Pentru frecvențe joase mai mici sau aproximativ de 1 kHz, nivelul de compatibilitate în procente din valoarea amplitudinii față de tensiunea nominală: 2 ... 5% pentru alte frecvențe, problema este în studiu

1.5.1.k *Concluzii*

Calitatea energiei electrice presupune asigurarea încadrării între limitele admise a unor parametri (tensiune, frecvență, distorsiune, nesimetrie).

Dezvoltarea electronicii de putere, utilizarea pe scară tot mai largă a calculatoarelor, creșterea volumului de informații transmise pe diferite căi (radio, circuite telefonice, etc.), utilizarea unor receptoare sensibile la variațiile parametrilor de calitate ai energiei electrice, impun energiei electrice norme de calitate din ce în ce mai severe. Respectarea acestor norme are ca efect eliminarea riscului funcționării eronate a protecțiilor, reducerea consumului propriu tehnologic, utilizarea transformatoarelor la puterea economică și a grupurilor din centrale la puterea nominală.

Pentru asigurarea calității energiei electrice este necesar ca încă de la faza de proiectare a soluțiilor de alimentare cu energie electrică a consumatorilor să se prevadă măsuri pentru ca funcționarea receptoarelor electrice să nu producă în rețelele sistemului electroenergetic anomalii ca: fluctuații de tensiune, șocuri de putere activă și reactivă, nesimetrii, deformarea undei de tensiune (armonici de ordin superior).

În faza de exploatare, pe baza măsurilor efectuate în rețelele electrice, personalul tehnico-ingineresc de la unitățile de rețele electrice este în măsură să stabilească lucrările care trebuie efectuate în rețelele electrice sau la consumatori în vederea asigurării condițiilor de calitate a energiei electrice.

1.6 Strategia în domeniul transportului şi distribuţiei energiei electrice

OBIECTIVE:

- asigurarea transportului şi distribuţiei la un cost cât mai redus, în condiţii de calitate, deplină siguranţă şi limitarea impactului asupra mediului;
- asigurarea capacităţii de transport şi distribuţie a energiei electrice în perspectivă, inclusiv interconectarea cu sistemul vest-european, UCPTE;
- alimentarea tuturor clienţilor în condiţii de siguranţă, la tarife adaptate economiei de piaţă.

POSIBILITĂŢI DE REALIZARE

- dezvoltarea reţelelor de transport de 400 kV pentru asigurarea puterii din surse şi pentru interconexiunea cu UCPTE;
- dezvoltarea reţelelor de 110 kV, MT şi JT pentru alimentarea tuturor consumatorilor şi pentru finalizarea electrificării rurale;
- reabilitarea reţelelor de transport şi de distribuţie existente pentru eliminarea gradului înaintat de uzură şi pentru alinierea la standardele internaţionale;
- modernizarea reţelelor de transport şi de distribuţie prin introducerea de echipamente primare şi secundare cu performanţe ridicate;
- reducerea cheltuielilor şi a consumului propriu tehnologic în reţelele electrice.

VOLUMUL INSTALAŢIILOR ELECTRICE DE TRANSPORT ŞI DISTRIBUŢIE A ENERGIEI ELECTRICE LA 31.12.1997

Staţii Electrice de Transformare

	Tensiunea [kV]								Total	
	750		400		220		110			
	Nr.	SI	Nr.	SI	Nr.	SI	Nr.	SI	Nr.	MWA
Total	1	2.500	21	14.563,2	46	16.453,2	867	37.719,9	935	71.236,4

Linii Electrice de Transport

	750	400		220		110		ESES		Total
	SC	SC	DC	SC	DC	SC	DS	MC	110kV	
Total	154	4.002	390	2.102,4	1.459,6	8.955,7	8.562,0	198,5	279,8	26.104

Posturi de Transformare

	Bucăți			Total	SI [MWA]			Total
	20 kV	10 kV	6 kV		20 kV	10 kV	6 kV	
Total	55.791	5.086	4.607	64.484	18.246,4	2.290,5	2.614,9	23.151,8

Linii de Distribuție de Medie Tensiune

	Linii Electrice Aeriene				Linii Electrice Subterane			Total
	20 kV		10 ÷ 6 kV		20 kV	10 kV	6 kV	
	SC	DC	SC	DC				
Total	8.4802,9	3.611,6	1.048,7	69,8	13.032,8	8.791,2	6.820,8	118.177,8

Consumatori

	Mari	Mici	Total	Natura consumatorilor		
	> 100 kW	< 100 kW		Casnici	Terțiari	Industriali
Total	8.613	8.200.682	8.209.295	7.699.639	384.284	123.372

- mari consumatori alimentați la 220 kV – 4;
- mari consumatori alimentați la 110 kV – 160;
- mari consumatori alimentați la MT – 8.449;
- mici consumatori alimentați la JT – 8.200.682;

STRUCTURA CONSUMULUI DE ENERGIE ELECTRICĂ

La 31 Decembrie 1996

1. agricultură - 4,1 %;
2. irigații - 1,1 %;
3. industria extractivă - 9,4 %;
4. industria metalurgică - 15,2 %;
5. energie electrică livrată consumatorilor conform licențelor de import - 0,3%;
6. industria chimică și petrochimică - 11,3 %;
7. industria construcțiilor de mașini - 5,0 %;
8. industria lemnului și materialelor de construcții - 5,2 %;
9. industria ușoară - 1,3 %;
10. lucrări publice, transporturi și telecomunicații - 4,1 %;
11. iluminat și utilizări casnice - 12,7 %;
12. iluminat public - 0,5 %;
13. gospodărie comunală - 4,7 %;
14. alte consumuri - 6,0 %;
15. export la graniță - 3,6 %;
16. consum GPEET - 3,1 %;

17. consum GTDEE - 0,5 %;
18. consumul propriu tehnologic pentru transport şi distribuţia energiei electrice - 11,8 %.

Din totalul energiei electrice intrate în reţele, 98,7 % este furnizată de surse româneşti, respectiv centrale electrice de puteri mari, mijlocii şi mici. Centralele de putere mare debitează 55,8 % din total în reţele de 400 kV şi 220 kV, reţele prin care energia electrică este transportată în toată ţara pentru a fi injectată prin reţelele de repartiţie şi de distribuţie la consumatori.

Centralele de putere medie debitează 40,6 % din total în reţelele de 110 kV, care, la rândul lor, fac repartiţia acesteia la consumatori.

Centralele de putere mică au un aport redus, de numai 3,37 %, debitând în reţelele de medie tensiune.

Energia electrică vândută pe categorii de consumatori 1996:

– abonaţi casnici	7.066 GWh;
– abonaţi terţiari	6.276 GWh;
– industrie şi similari	31.639 GWh;
– Total	44.981 GWh.

Consumul de energie electrică în 1996 a scăzut faţă de 1989 cu 34,6%, scăderea cea mai accentuată fiind în prima parte a intervalului (anii 1993 şi 1994). În a doua jumătate a intervalului rata de scădere anuală este mult mai mică, prefigurându-se o stabilizare a consumului într-o etapă apropiată.

În acest interval de timp se constată o tendinţă de echilibrare a consumului de energie electrică între cele trei mari categorii de consumatori casnici, terţiari şi mari consumatori, precum şi creşterea volumului de energie electrică vândută la medie şi joasă tensiune.

Vânzarea energiei electrice se face preponderent prin reţele de medie tensiune – 36,9% şi joasă tensiune – 30,9% la consumatori casnici, terţiari şi din mica industrie şi numai 36,9% la marii consumatori industriali şi similari. După 1989 se observă tendinţa de creştere a centrului de greutate a vânzării spre medie şi joasă tensiune, prin reducerea numărului şi a consumului marilor consumatori.

Iluminatul public în localităţile urbane şi rurale a avut un consum ascendent până în 1972, când s-a finalizat electrificarea tuturor "perimetrelor construibile", considerate ca atare până în acea etapă. După 1972, până în 1987 urmează o reducere drastică a acestui consum datorită şi crizei energetice şi concepţiei impuse în acea perioadă. După 1989, se observă o tendinţă de creştere a consumului de energie electrică pentru iluminatul public, care va avea aceeaşi pantă ascendentă, condiţionat de restructurarea, separarea şi extinderea reţelelor actuale de iluminat public.

Lungimea totală a liniilor electrice este de 312.751 km din care 76,0% linii electrice şi 24,0% linii în cabluri. Ponderea cea mai mare o deţin reţelele de distribuţie de medie şi joasă tensiune în lungime de 286.520 km, respectiv 91,7% din total.

În liniile de transport şi de distribuţie a energiei electrice, tendinţa este de a utiliza, pentru transport, tensiunea de 400 kV, pentru repartiţie 110 kV şi pentru distribuţie 20 kV şi respectiv 0,4 kV.

Staţiile de transformare în număr de 935 de înaltă şi foarte înaltă tensiune, totalizează o putere instalată de 71.236 MVA.

Stațiile de transformare asigură, la un nivel de siguranță suficient, conexiunea între liniile de transport, de repartiție și cele de distribuție, permițând legătura între surse și consumatori, zonal, pe întreg teritoriul țării.

ROLUL REȚELELOR ELECTRICE

- **Rolul rețelelor de transport**
  - Import;
  - Export;
  - Evacuare putere din marile centrale;
  - Transportul energiei în țară la distanțe mari.
- **Rolul rețelelor de repartiție**
  - Evacuare putere din centrale mijlocii;
  - Repartiție zonală a energiei;
  - Alimentare consumatori mari;
- **Rolul rețelelor de distribuție**
  - Alimentarea consumatorilor;
    - casnici;
    - industriali și similari;
    - terțiari.

Capitolul 2

Tipologia stațiilor de transformare

2.1 Caracteristici tehnice şi economice necesare pentru alegerea schemelor de conexiuni

La alegerea unei scheme de conexiuni a unei stații electrice este necesar să se aibă în vedere, în afară de caracteristicile specifice ale instalației analizate, şi o serie de criterii care pot să influențeze structura schemei. În acest sens se va ține seama de:

- *condițiile de funcționare ale sistemului energetic* , care se referă la tensiuni, circulație de curenți, puteri şi curent de scurtcircuit;
- *caracteristicile consumatorilor alimentați*, se referă la siguranța în funcționare a acestora, respectiv la exigența cu privire la frecvența şi durata întreruperilor;
- *caracteristicile echipamentului*, pot influența structural schema de conexiuni şi în special siguranța în funcționare a întrerupătoarelor, a transformatoarelor şi autotransformatoarelor;
- *condițiile de exploatare*, care se referă la amplasarea pe teren şi la claritatea schemei pe care trebuie să o ofere personalului de exploatare;
- *criteriul economicității*, indicator de eficiență economică, cel al cheltuielilor anuale minime de calcul.

Optimul reprezintă compromisul între volumul investițiilor, cheltuielile anuale şi daunele medii probabile.

2.2 Clasificarea stațiilor electrice

O stație electrică cuprinde următoarele elemente: circuite primare, circuite secundare, servicii interne, instalații auxiliare și anexe.

Circuitele primare cuprind totalitatea aparatajului de comutație necesar pentru: modificarea situației circuitelor (întrerupătoare, separatoare), modificarea parametrilor energiei electrice (transformatoare de putere, autotransformatoare, transformatoare de măsură, pentru curent și tensiune), protecția contra supratensiunilor (descărcătoare), limitarea curenților de scurtcircuit sau de punere la pământ (bobine de reactanță sau bobine de stingere), cuplarea telefoniei de înaltă frecvență (condensatoare de cuplaj, bobine de blocaj), cablurile și conductoarele neizolate de racordare a aparatajului sau pentru construcția barelor, inclusiv elementele de susținere a acestora.

Circuitele secundare asigură efectuarea operațiilor de comandă, semnalizare, măsurare, protecție și automatizare, necesare exploatării în bune condiții a circuitelor primare.

Serviciile interne cuprind instalațiile de curent alternativ (iluminat, acționări, încălziri electrice), instalații de curent continuu (circuitele operative de protecție, comandă, semnalizare, automatizare, telecomunicații, iluminat de siguranță) și instalația de aer comprimat pentru acționarea aparatului de comutație primară.

Instalațiile auxiliare și anexe constau din instalația de legare la pământ, instalația de protecție contra loviturilor directe de trăsnet, telecomunicațiile, instalațiile de răcire ale transformatoarelor, încălzirea centrală, gospodăria de ulei și altele.

Din punct de vedere al schemelor de conexiune, stațiile de transformare se împart în stații cu bare colectoare și fără bare colectoare. Stațiile de transformare cu bare colectoare sunt la rândul lor de mai multe tipuri, și anume:

- stații cu bare colectoare simple, figura 2.1, care la rândul lor pot fi sub formă de bară simplă rigidă – partea de 110 kV sau bară simplă secționată longitudinal – partea de 20 kV (figura 2.2)

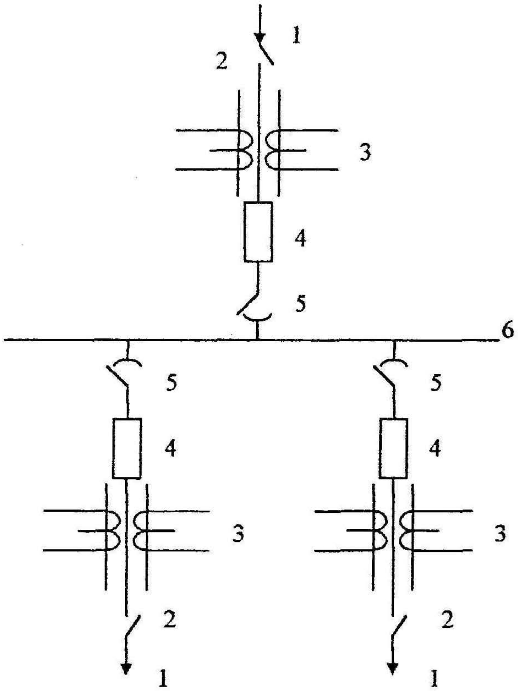
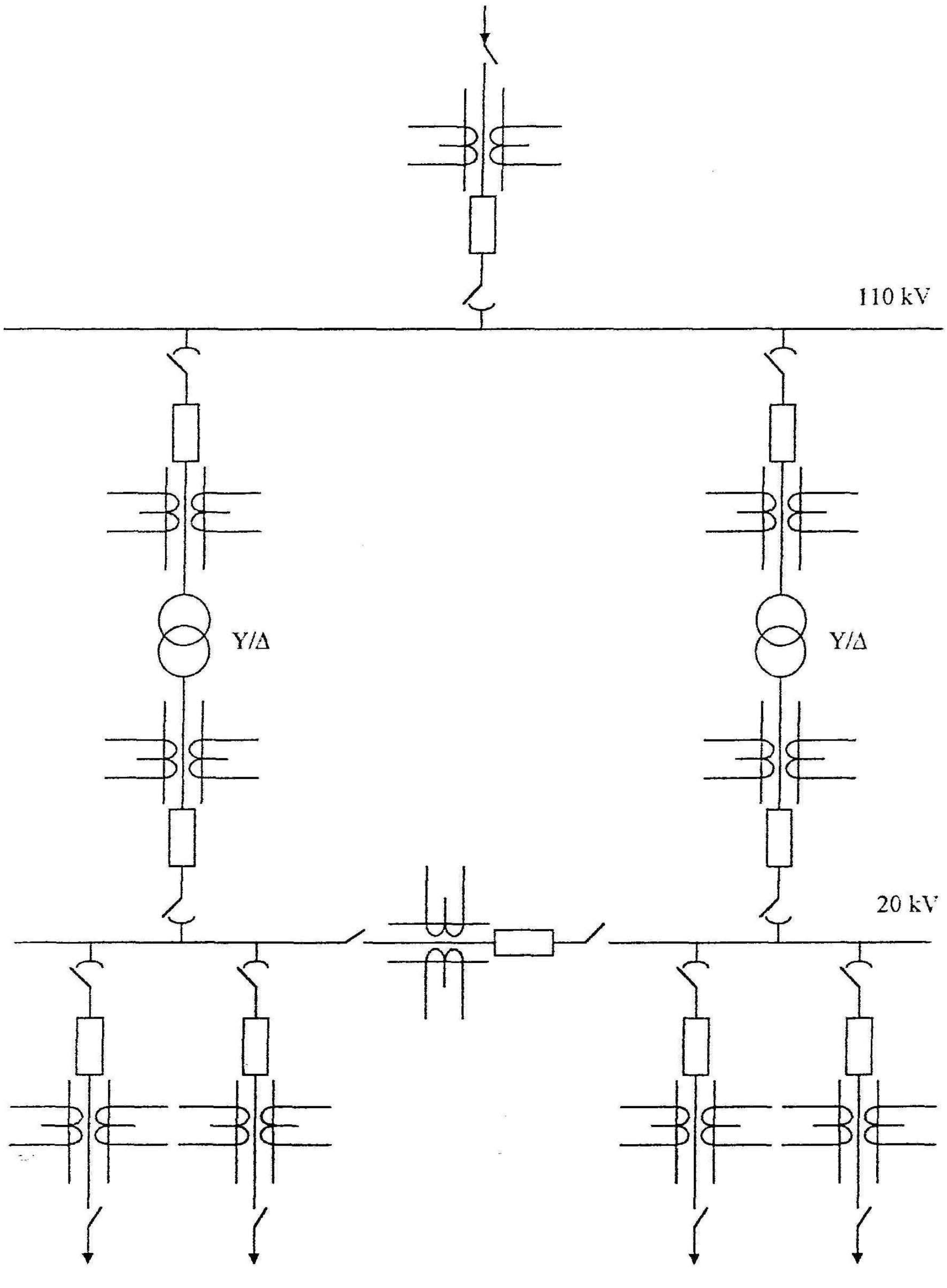


Figura 2.1 *Schema de principiu a unei stații cu bare colectoare*

1. Linia electrică
2. Separator de linie
3. Reductor de curent
4. Întrerupător automat de sarcină
5. Separator de bare
6. Sistemul simplu de bare

Figura 2.2 *Schemă cu bară simplă rigidă și bară simplă secționată longitudinal*



- stații cu bare colectoare duble, cu cuplă transversală (figura 2.3), cu cuplă longo-transversală (figura 2.4), cu rezervă în întrerupător pe fiecare circuit (figura 2.5) și cu bară de transfer (figura 2.6)

Figura 2.3 *Schemă de principiu a unei stații cu bare duble colectoare și cuplă transversală*

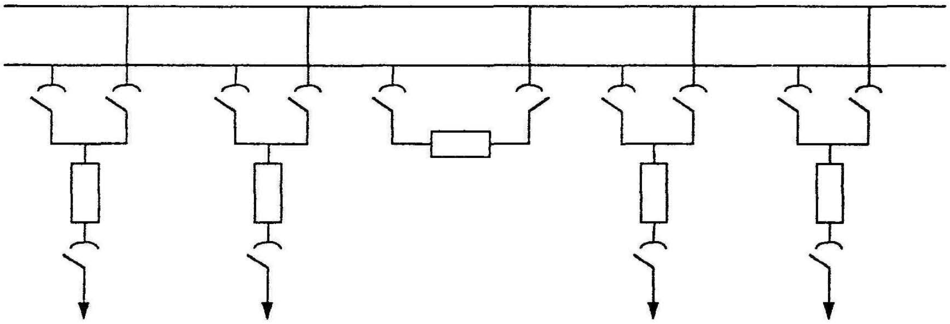


Figura 2.4 *Schemă de principiu a unei stații cu bare duble colectoare și cuplă longitudinală*

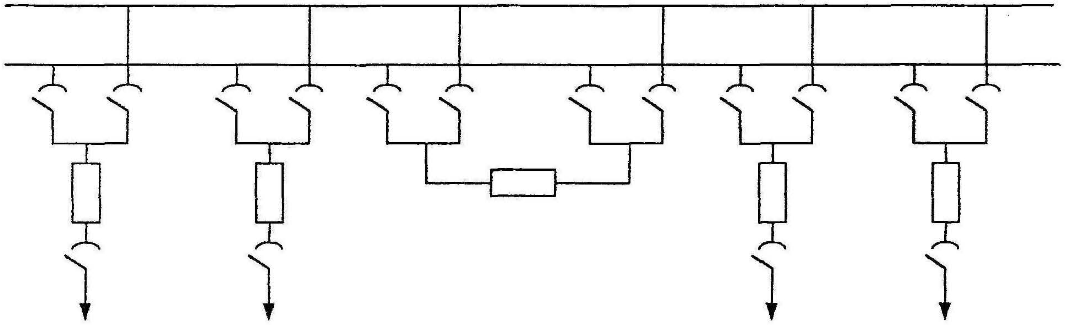
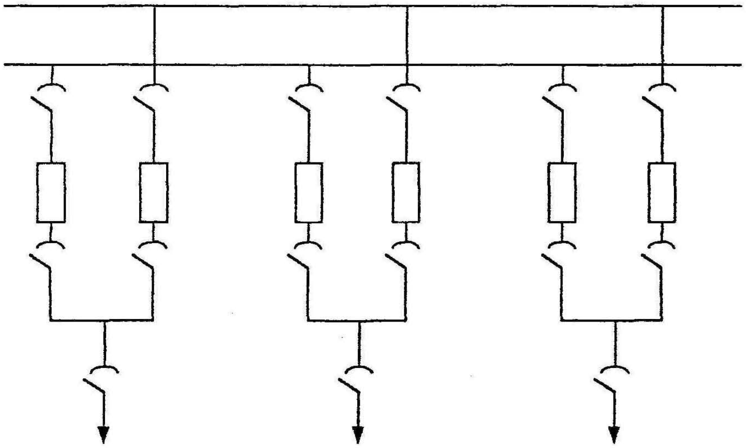


Figura 2.5 *Schemă de principiu a unei stații cu bare duble colectoare și rezervă în întrerupător pe fiecare circuit*



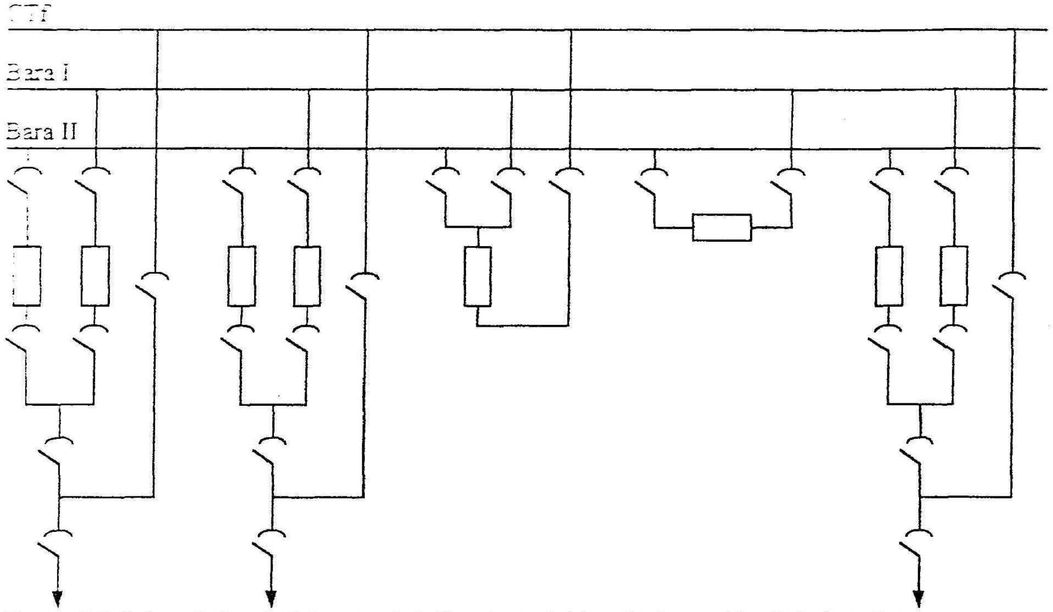
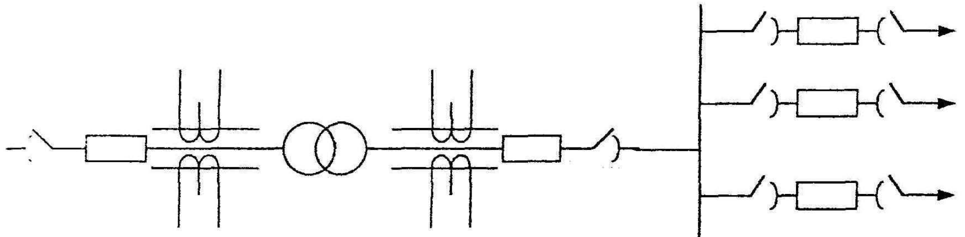


Figura 2.6 *Schemă de principiu a unei stații cu bare duble colectoare și bară de transfer*

Stațiile fără bare colectoare reprezintă soluții mai economice și se bazează pe o calitate superioară a aparatajului de conectare din circuitele primare. Sunt realizate în general cu blocuri simple (figura 2.7), cu scheme H (figura 2.8).

Figura 2.7 *Schemă de principiu a unei stații cu bloc simplu pe partea de 110 kV*



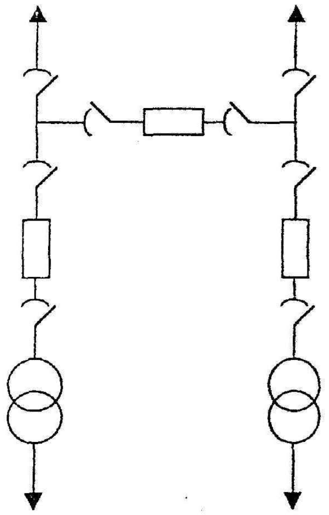


Figura 2.8 *Schemă de principiu a unei stații în schema H*

Din punct de vedere constructiv, stațiile de transformare se împart în două categorii: de tip exterior (deschise) și de tip interior (închise); stațiile de tip exterior au, la rândul lor, trei variante constructive, subvarianta joasă, în care aparatajul este așezat chiar la sol și îngrădit cu gard de protecție; subvarianta semiînaltă, în care aparatajul este așezat pe cadre la înălțimi ce nu mai necesită îngrădirea lor; subvarianta înaltă, la care aparatajul este așezat la înălțime, însă, suprapus pentru a rezulta un spațiu cât mai mic. Cea mai des utilizată este cea semiînaltă, care este clară și, în același timp, economică. După felul cum stațiile modifică sau nu parametrii energiei electrice, ele se împart în:

- Stații electrice de conexiune, prin care se efectuează transportul de energie electrică de la o linie la alta, fără a se modifica parametri energiei electrice;
- Stații electrice de transformare, prin care se efectuează transferul de energie electrică, dar cu modificarea parametrilor acesteia, prin intermediul unor transformatoare (tensiune, curent).

Sub aspectul amplasării în sistemul energetic, pot exista:

- Stații electrice ale centralelor electrice;
- Stații electrice în rețeaua electrică;
- Stații electrice la consumatori;
- Stații electrice cu funcțiuni multiple, îndeplinind două sau toate trei funcțiuni de mai sus.

Din punct de vedere al exploatării, stațiile pot fi: cu personal de exploatare în tură continuă și cu personal de exploatare la domiciliu, cu exploatare centralizată (fără exploatare).

Capitolul 3

Organizarea exploatării echipamentelor electrice

3.1 Condiții ce trebuie să îndeplinească personalul de exploatare

Personalul care își desfășoară activitatea în instalații electrice trebuie să îndeplinească următoarele condiții:

- Trebuie să fie supus unui examen medical pentru a constata că starea sănătății sale îi permite îndeplinirea serviciului respectiv, deci trebuie să fie sănătos din punct de vedere fizic și psihic și să nu aibă infirmități care i-ar putea stânjeni activitatea de producție sau care ar putea conduce la accidentarea lui sau a altor persoane;
- Să posede calificarea profesională necesară pentru lucrările ce i se încredințează;
- Să cunoască, să-și însușească și să respecte normele de protecția muncii;
- Să cunoască procedeele de scoatere de sub tensiune a persoanelor electrocutate și de acordare a măsurilor de prim ajutor;
- Trebuie să urmeze un instructaj de producție la locul de muncă;
- Trebuie să fie supus examenului de verificare a cunoștințelor tehnice;
- Trebuie să efectueze un stagiu de dublură la locul de muncă.

După parcurgerea tuturor acestor etape, persoana în cauză va fi examinată de o comisie numită de conducerea unității. Pe baza rezultatelor obținute la examinarea teoretică și practică conducerea unității va numi prin decizie exercitarea sarcinilor și atribuțiilor, aducându-se la cunoștință la toate nivelele căruia îi este subordonat din punct de vedere operativ.

3.2 Principiile de organizare a serviciului operativ

Funcționarea stațiilor electrice și a posturilor de transformare în condiții de siguranță asigură continuitatea alimentării cu energie electrică a consumatorilor.

Siguranța în funcționare nu înseamnă numai fiabilitate potențială, ci și fiabilitate operațională care depinde de modul în care sunt exploatate. Funcționarea sigură și economică a stațiilor de transformare presupune a se desfășura o activitate atentă de exploatare și să se aplice un sistem preventiv planificat de întreținere și reparații.

Ținându-se seama de particularitățile instalațiilor electrice care se influențează reciproc, în funcționarea interconectată, se impune existența unei comenzi operative unice, organizată după principii moderne, capabilă să conducă în orice situație sistemul electric.

Întregul personal de schimb din stații și de dispecer formează un serviciu unic operativ al sistemului electric. Deși acest personal este situat pe un teritoriu vast și se află în subordinea tehnico-administrativă a diferitelor unități economice, el este legat de caracterul comun al problemelor și de unitatea conducerii operative.

Corespunzător modului de funcționare a sistemului electric, întreg personalul de tură din toate instalațiile este subordonat conducerii operative în timpul schimbului și anume:

- Dispecerului de serviciu local;
- Dispecerului de serviciu zonal;
- Dispecerului de serviciu teritorial.

Delimitarea instalațiilor, precum și a competențelor pentru diferite nivele ale conducerii operative se face pe bază de ordin de împărțire a echipamentelor din punct de vedere al conducerii operative, emis de treapta de conducere cu autoritate de decizie.

Caracteristica principală a serviciului operativ este disciplina în efectuarea dispozițiilor primite de la treapta superioară în minimum de timp și cu o corectitudine deosebită.

Conducerea operativă se efectuează prin:

- Comenzi directe (operative);
- Comenzi indirecte (prin competență);

Comanda directă se dă personalului operativ în subordine și cuprinde ordinea detaliată de efectuare a manevrelor în instalații; în astfel de situații, cel care dă dispoziție rămâne răspunzător și de ordinea manevrelor.

Comanda indirectă reprezintă dispunerea sau aprobarea unei manevre, fără a detalia și indica ordinea operațiilor; manevra se comandă direct și se execută de către personalul operativ în subordine. Pentru astfel de cazuri, cel care dispune sau aprobă rămâne răspunzător numai de dispoziția sau aprobarea dată, iar cel care comandă direct răspunde de corectitudinea manevrelor.

Toate dispozițiile se dau de sus în os de către treapta superioară spre treapta inferioară. Personalul operativ din stațiile de transformare este obligat să îndeplinească imediat și fără obiecție dispozițiile primite de la treapta superioară, cu excepția celor care ar periclita securitatea personalului și integritatea echipamentelor.

În cazul în care personalul inferior consideră că dispoziția este incorectă, va raporta personalului superior acest lucru, iar dacă personalul superior repetă dispoziția, se va proceda după cum urmează:

- Când manevra nu periclitează securitatea personalului sau integritatea echipamentului se va efectua;
- Când manevra periclitează securitatea personalului sau integritatea echipamentului se va refuza executarea manevrei, se va anunța conducerea tehnică, rămânând direct răspunzător de urmări.

3.3 Atribuțiile şi răspunderile personalului de exploatare

Personalul de exploatare, la preluarea serviciului de tură, va verifica starea împrejurimilor instalațiilor exterioare şi a încuietorilor, astfel încât, să nu existe posibilitatea pătrunderii de persoane străine pe teritoriul stației.

3.3.1 Controlul la predarea-primirea turei

Înainte de predarea serviciului de tură, electricianul care preia tura va efectua un control în instalație, împreună cu electricianul care predă tura, informându-se asupra următoarelor probleme:

- Modificări apărute la schema normală de funcționare;
- Scurtcircuitoare montate în instalații sau CLP-uri închise, verificând locul montării şi existența ştampilei în jurnalul operativ de tură;
- Dacă există în instalații echipe admise la lucru;
- Starea mijloacelor de protecție şi PSI;
- Starea semnalizărilor optice şi acustice;
- Starea bateriei de acumulatori;
- Izolația barelor de C.C.;
- Integritatea siguranțelor pe bateriile de acumulatoare prin deconectarea de scurtă durată a redresoarelor;
- Funcționarea circuitelor telefonice şi a stației radio;
- Inventarul şi documentația stației;
- Funcționarea iluminatului normal şi de siguranță;
- Banda de tensiune pe toate tensiunile primare şi serviciile proprii de curent continuu;
- Sarcinile pe transformatoare;
- Se verifică acordul pe BS;
- Starea ordinii şi curățeniei în stație;
- Apariția de noi puncte slabe în stație şi natura lor;
- Comunicarea de noi dispoziții sau note telefonice;

- Întocmirea foilor de manevră.

În baza acestor informaţii se poate prelua serviciul de tură cu informarea treptei de conducere operativă.

După efectuarea controlului de predare-primire se trece la întocmirea "jurnalului de tură", după modelul din anexa 3.3.1.a.

Anexa 3.3.1.a

Ghid pentru completarea jurnalului operativ

Data: 19.02.1998
Tura: 7-15

Numele şi Prenumele:
DET: *Ionescu Ion*
DEI: *Filip Vasile*
DEL: *Popescu Virgil*
Şef tură: *Rusu Mihai*
Ajutor: Constantin Ioan

JURNAL DE TURĂ

I. MODUL DE COMPLETARE LA PRELUAREA TUREI

MESAJ	ORA	NUMELE ŞI PRENUMELE persoanei care dă dispoziţie	S-a efectuat control în instalaţii la preluarea turei, constatând următoarele:
			1. Semnalizările acustice, semnalizările optice din panoul de semnalizări centrale şi din panourile de comandă şi pâlpâirea, funcţionează normal (sau cu următoarele defecţiuni); 2. Am verificat semnalizările protecţiilor şi am constatat următoarele: (se consemnează dacă s-au găsit, sau nu, semnalizări neanulate). În cazul găsirii unor semnalizări neanulate se anunţă treapta operativă superioară, după care se anulează; 3. Toate dispozitivele de deconectare (DD) ale semnalizărilor protecţiilor şi automatizărilor sunt conectate sau deconectate conform dispoziţiilor primite (se va nota numele şi prenumele persoanei care dă astfel de dispoziţie). Anularea unor semnalizări se vor anunţa pe linie operativă şi pe linie administrativă la raportul de dimineaţă; 4. Circuitul telefonic şi staţia radio sunt (nu sunt) în stare de funcţionare. Anomaliile se anunţă la treapta operativă superioară şi se trece la puncte slabe; 5. B.A. funcţionează la parametrii normali, în regimul tampon (floating) cu redresorul nr. _____ în funcţie. S-a verificat integritatea siguranţelor generale (poziţia conectat a USOL-urilor) pe B.A. 220 V c.c. prin deconectarea de scurtă durată a redresorului. În cazul găsirii siguranţelor arse (USOL deconectat) se înlocuiesc (conectează) imediat. Izolaţia în instalaţia de c.c. este de _________ (la valori sub 30 kΩ se anunţă

			conducerea centrului de înaltă tensiune şi Secţia PRAM, consemnându-se numele şi prenumele). 6. Iluminatul de lucru şi de siguranţă funcţionează normal; anomaliile se anunţă la Centrul de Înaltă Tensiune la raportul de dimineaţă şi după caz se înscrie la puncte slabe; 7. Inventarul şi documentaţia tehnică a staţiei sunt complete sau nu (ce precizează cele care lipsesc); 8. Mijloacele de protecţie şi PSI sunt în stare de folosinţă şi verificate în termen (cele expirate se nominalizează şi se transmit la Centrul de Înaltă Tensiune la raportul de dimineaţă); 9. Am acordat BS – 6(20) kV la rezonanţă; 10. Parametrii funcţionali şi părţi primare sunt în limite normale; 11. Grupul electrogen se află în rezervă, în stare de funcţionare; săptămânal se fac probe de pornire, funcţionare conform I.T.I. notând ora la care s-a efectuat; 12. Am fost informat şi am luat cunoştinţă despre ultimele dispoziţii, evenimente de la efectuarea ultimei ture; 13. În instalaţie nu sunt (sunt) montate scurtcircuitoare sau CLP-uri închise (dacă sunt se vor evidenţia prin ştampile); 14. În staţie sunt (nu sunt) echipe care execută lucrări; dacă sunt se precizează AL şi numele şefului de lucrare; 15. Preiau serviciul de tură, staţia funcţionând cu schema normală (cu următoarele abateri); 16. Se raportează la treapta operativă superioară indisponibilităţile şi punctele slabe care afectează siguranţa în funcţionare a instalaţiilor de M.T. şi raportează la D.E.L., D.E.Z., sau D.E.T., după caz; 17. Verificarea orei sincrone cu treapta operativă; 18. Notarea în jurnalul operativ de tură a stării timpului la preluare; 19. În tura de dimineaţă, electricianul care preia tura va da raportul la C.I.T.. Conţinutul raportului se va înscrie în registrul de tură şi va cuprinde următoarele: • Toate neregulile constatate în turele precedente de la ultimul raport şi cele constatate în timpul controlului la preluarea serviciului de tură; • Abaterile de la schema normală; • Instalaţiile indisponibile apărute; • Punctele slabe înregistrate; • Mijloacele de protecţie şi PSI lipsă sau cu termen expirat de verificare; • Lipsuri în gestiune;

			• Materiale lipsă (apă distilată, cârpe, vopsea, etc.); • Anularea unor semnalizări şi din dispoziţia cui au fost anulate; • Izolaţia în c.c. când valoarea este sub 30 kΩ; • Funcţionarea iluminatului de lucru şi de siguranţă; • Erorile de balanţă energetică şi consumul pe servicii interne.

II. MODUL DE COMPLETARE A REGISTRULUI ÎN TIMPUL LUCRULUI:

Se vor nota următoarele:

- Evenimentele deosebite ce apar în timpul efectuării serviciului de tură (incidente), avarii fenomene meteo deosebite (cutremure, etc.) sub forma: ora, descrierea pe scurt şi anunţarea personalului superior pe linie operativă şi pe linie administrativă (specificându-se numele şi prenumele acestora);
- Evidenţierea prin ştampile la montarea şi demontarea scurtcircuitoarelor cu menţiunea “MONTAT” sau “DEMONTAT”;
- Sosirea-plecarea persoanelor de control, formaţiilor de lucru (proprii sau de personal delegat) sub forma: ora, numele şi prenumele persoanei de control sau şefului de lucrare;
- Lucrările de exploatare şi gospodărire executate în baza atribuţiilor de serviciu (AS) sau a dispoziţiilor verbale (DV);
- Controlul în instalaţii conform atribuţiilor sau controlul dispus de o persoană ierarhică superioară; se va nota durata controlului sub forma 8,15 – 8,50, numele şi prenumele celui care a dispus controlul, constatări în urma efectuării controlului;
- Efectuarea unor manevre (data, nr. F.M.E.);
- Admiterea la lucru şi terminarea lucrărilor (se va nota numele şefului de lucrare, numărul AL sau ITI-P, ora admiterii sau închiderii AL respective);
- Efectuarea reglajelor la B.S. (ora şi menţionarea reglajului);
- Schimbarea plotului la trafo sau AT (ora, trecut de pe plotul numărul _____ pe plot numărul ______ cu avizul treptei superioare (numele şi prenumele).

III. MODUL DE COMPLETARE LA PREDAREA TUREI:

A sosit în staţie electricianul ____________________ care este apt pentru efectuarea serviciului de tură (se notează ora de sosire). Împreună, am efectuat controlul instalaţiilor în vederea predării-primirii serviciului de tură.

Predau serviciul de tură cu menţiunea:

1. Nu sunt abateri de la schema normală; în cazul în care există aceleaşi abateri ca la preluarea turei se va consemna în registru fără nominalizarea lor sub forma: sunt aceleaşi abateri menţionate la primirea turei. În cazul în care apar abateri de la schema normală în timpul turei, acestea vor fi nominalizate.
2. Se consemnează dacă există sau nu lipsuri din gestiune
   - Mijloace de protecţie;
   - Mijloace PSI;

- Scurtcircuitoare;
- Alte obiecte de inventar.

3. Instalații indisponibile (se vor nominaliza indiferent când au apărut);
4. Puncte slabe apărute (se va trece numai numărul de ordine din registrul de puncte slabe);
5. Se va consemna starea curățeniei în sectoarele comune tuturor turelor;
6. Dispoziții înscrise în registrul de control sau note telefonice sub forma: vezi dispozițiile din registrul.

`Am predat` `Am primit`

`Şef tură ________` `Şef tură ________`

`Ajutor şef tură ________` `Ajutor şef tură ________`

3.3.2 Organizarea activității zilnice a personalului de exploatare din stațiile de transformare

Personalul de exploatare în ture permanente și de exploatare la domiciliu trebuie să-și organizeze activitatea după cum urmează:

1. Sarcini care se execută zilnic:

- Predarea-primirea serviciului;
- Controlul instalației împreună cu tura precedentă;
- Controlul, verificarea și inventarierea mijloacelor de luptă PSI, NPM, a sculelor, dispozitivelor de lucru și a materialelor de exploatare în conformitate cu inventarul stației;
- Verificarea integrității siguranțelor generale și USOL la bateria de acumulatori;
- Verifică și își însușește conținutul documentelor (FME, AL, programe de lucrări ș.a.) în baza cărora urmează să se execute manevrele și lucrările;
- Verifică starea de curățenie în camera de comandă, hol, grupuri sanitare, cabine relee, precum și în stația interioară;
- Întocmește procesul verbal de predare a turei;
- Preia serviciul de la tura precedentă prin:
  - Se informează asupra dispozițiilor și notelor telefonice primite în stație de la data ultimei sale ture;
  - Ia cunoștință de însemnările înscrise în toate evidențele tehnico-economice;
  - Se informează asupra abaterilor de la schema normală și a defecțiunilor apărute;
  - Verifică și semnează procesul verbal de predare-primire;

2. Sarcini care se execută zilnic în timpul cât își desfășoară activitatea în stație în toate schimburile:

- Verifică funcționarea telefoniei și radiotelefoniei;

- Verifică semnalizările optice și acustice;
- Verifică semnalizările protecțiilor;
- Prezintă raportul la treptele operative superioare;
- Completează jurnalul operativ de tură înscriind datele tehnico-operative după preluarea turei;
- Înscrie parametrii instalației în documentele operative;
- Controlează instalațiile electrice parcurgând traseul de rond stabilit;
- Înscrie în evidență datele asupra funcționării aparatajului;
- Transmite la treptele operative și comandamente citirile orare stabilite;
- Urmărește consumurile de energie electrică absorbită de consumatorii nominalizați;
- Înscrie punctele slabe depistate în timpul controlului;
- Execută manevrele programate și de lichidare a incidentelor și avariilor, cu respectarea disciplinei de dispecer;
- Admite la lucru și retrage de la lucru echipele;
- La sfârșitul lucrărilor asistă la executarea probelor menționate, verifică și semnează buletinele și procesele verbale de lucrări, anunțând pe linie operativă și administrativă eventualele anomalii; completează graficul de revizie al instalațiilor;
- Pe timp friguros controlează funcționarea încălzirilor la aparataj;
- Remediază unele deficiențe apărute în instalații cu respectarea NPM;
- Verifică funcționarea ventilatoarelor la transformatoarele de putere;
- Verifică funcționarea ventilatoarelor la B.A.;
- Înscrie în jurnalul operativ de tură fenomenele meteorologice deosebite sau calamități naturale cu anunțarea treptei operative superioare;
- Exercită controlul asupra persoanelor străine intrate sau care intră în stație; când situația o impune, pentru exercitarea controlului asupra persoanelor străine de stație, personalul operativ rămâne pe teritoriul stației, chiar dacă își desfășoară activitatea la domiciliu;
- Execută curățenia în camera de comandă;
- Întreține instalația sanitară și de apă și asigură curățenia în încăperile aferente;
- Iarna, înlătură zăpada de pe culoarele de acces în instalații și de pe canalele de cabluri;
- Asigură cosirea și îndepărtarea vegetației din stație, fiind interzisă menținerea acesteia pentru uscare, pe teritoriul stației;

3. *Sarcini care se execută zilnic în prima parte a programului de lucru (dimineața):*
    - Execută citiri la contori DRV, MOP, protecții, etc., care au periodicitate de 24 de ore;
    - Dă raportul maistrului de exploatare asupra evenimentelor din instalații din ultimele 24 de ore, asupra realizării sarcinilor cu termene scadente pentru întreținerea curățeniei și alte lucrări cu caracter gospodăresc;
    - Execută control în instalații conform programului de control;
    - Raportează maistrului de exploatare punctele slabe înregistrate în ultimele 24 de ore;

- Execută curățenia sectorului repartizat în stația exterioară (cu respectarea N.P.M.);
- Verifică și întreține mijloacele de luptă PSI, făcând notații asupra constatărilor făcute în registrul PSI;
- Verifică vizual, fără desfacerea capacului, elementele fuzibile de la elementele de siguranță din circuitele de c.c. și c.a.;
- Cere aprobări pentru F.M.E. ce urmează a se executa în ziua următoare;

4. *Sarcini ce se execută zilnic în a doua parte a programului de lucru (după amiază și noaptea).*
   - Întocmește F.M.E. pentru zilele următoare;
   - Înscrie indexele contoarelor de energie electrică și întocmește balanța;
   - Purjează instalația de aer comprimat;
   - Completează registrul cu evidența funcționării întrerupătoarelor din ultimele 24 de ore;
   - Pregătește formulare pentru următoarele 24 de ore;
   - Verifică funcționarea iluminatului de lucru și de siguranță;
   - Verifică funcționarea grupului electrogen;
   - Execută curățenie în camera de comandă;
   - Execută următoarele lucrări gospodărești:
     - Mici reparații, tencuieli și vopsitorii;
     - Curățenia sectorului repartizat;
     - Ștergerea de praf a releelor;

- Execută controlul instalațiilor pe timp de noapte cu iluminatul scos din funcțiune, pentru depistarea încălzirilor locale și informează pe linie operativă și administrativă anomaliile constatate;

5. *Sarcinile de serviciu care se execută cu periodicitate săptămânală în timpul când își desfășoară activitatea în stație*

   Luni

- Verifică densitatea, tensiunea și temperatura la elementele:
  - 1 – 17 pentru BA 220 V;
  - 1 –9 pentru BA 110 V;
  - 1 – 4 pentru BA 48 V;
  - 1 – 2 pentru BA 24 V;
- Execută curățenia pe drumul din fața stației;
- Verifică și întreține garnituri de scurtcircuitoare;

   Marți

- Verifică densitatea, tensiunea și temperatura la elementele:
  - 18 – 34 pentru BA 220 V;
  - 10 – 18 pentru BA 110 V;
  - 5 – 8 pentru BA 48 V;

  - 3 – 4 pentru BA 24 V;
- Execută lucrări gospodăreşti de întreținere a împrejmuirii stației (întins sârmă ghimpată, IDS);
- Verifică şi execută lucrări de întreținere la instalații de iluminat de lucru de pe teritoriul stației (cu respectarea N.P.M.).

Miercuri

- Verifică densitatea, tensiunea şi temperatura la elementele:
  - 35 – 51 pentru BA 220 V;
  - 19 – 27 pentru BA 110 V;
  - 9 – 12 pentru BA 48 V;
  - 5 – 6 pentru BA 24 V;
- Execută lucrări gospodăreşti de întreținere a împrejmuirii stației;
- Verifică şi întreține sculele şi dispozitivele din dotarea stației.

Joi

- Verifică densitatea, tensiunea şi temperatura la elementele:
  - 52 – 68 pentru BA 220 V;
  - 28 – 36 pentru BA 110 V;
  - 13 – 16 pentru BA 48 V;
  - 7 – 8 pentru BA 24 V;
- Întreține curățenia căilor de acces, întreține borduri;
- Reface etanşări PSI;
- Curățenie în cabinele pentru relee;
- Unge cu ulei sau vaselină lacătele şi broaştele din instalații.

Vineri

- Verifică densitatea, tensiunea şi temperatura la elementele:
  - 69 – 85 pentru BA 220 V;
  - 37 – 45 pentru BA 110 V;
  - 17 – 20 pentru BA 48 V;
  - 9 – 10 pentru BA 24 V;
- Verifică şi întreține iluminatul de siguranță;
- Reface etanşările PSI.

Sâmbătă

- Verifică densitatea, tensiunea şi temperatura la elementele:
  - 86 – 105 (110) pentru BA 220 V;
  - 46 – 57 pentru BA 110 V;
  - 21 – 24 pentru BA 48 V;
  - 11 – 12 pentru BA 24 V;
- Execută lucrări de întreținere la mijloace PSI;
- Verifică dotarea NPM pentru BA;

- Completează cu combustibil grupul electrogen;
- Verifică nivelul şi completează cu ulei compresorii;
- Verifică nivelul şi completează cu ulei MOP-urile.

Duminică

- Verifică densităţile electrolitului şi tensiunile la toate elementele BA, completând cu apă şi făcând încărcarea de egalizare (dacă este cazul);
- Verifică şi întreţine echipamentul de protecţia muncii şi indicatoarele de tensiune din staţie.

6. *Sarcini care se execută cu periodicitate lunară*

În prima luni după amiază, din fiecare lună, se completează dalele sparte de pe canalele de cabluri şi se verifică interiorul canalelor de cabluri.

În zilele de 14, 15, 16 şi 17 ale fiecărei luni, în partea a doua a programului, se execută următoarele lucrări cu caracter gospodăresc:

- Întreţinerea curăţeniei şi etanşeităţii geamurilor şi uşilor;
- Refacerea etanşeităţii împotriva frigului la geamurile, uşile, precum şi la orificiile de aerisire de la sălile de conexiuni;
- Se repară şi se înlocuiesc broaştele uşilor;
- Se înlocuiesc geamurile sparte;
- În primele trei zile ale fiecărei luni se refac inscripţiile de pe instalaţii;
- În ultima tură din lună, persoana desemnată verifică calibrarea siguranţelor, după planul de calibrare şi întocmeşte un proces verbal în registrul P.S.I.;
- În ultima sa tură din lună, persoana desemnată face completarea cu electrolit a bateriei şi execută încărcarea de egalizare.

7. *Sarcini trimestriale şi semestriale:*

- Trimestrial, persoana desemnată va solicita la Centrul de Înaltă Tensiune verificarea stingătoarelor cu spumă chimică;
- Semestrial, acelaşi electrician va solicita la C.I.T. verificarea tuturor stingătoarelor din staţie;
- O dată la 6 (şase) luni, persoanele desemnate de conducerea centrului vor executa ciclurile de descărcare-încărcare a bateriilor de acumulatoare, întocmind un proces verbal a cărui copie se va înmâna maistrului de exploatare, aceasta este valabilă şi pentru personalul de exploatare la domiciliu.

3.3.3 Organizarea serviciului de tură la domiciliu

Personalul de servire operativă din staţiile de transformare cu personal de exploatare la domiciliu îşi desfăşoară activitatea în ture de 24 de ore, aflându-se efectiv în instalaţii în intervalul:

- Vara	7 – 12,45	şi	20,00 – 22,15
- Iarna	7 – 12,00	şi	19,15 – 22,15

În restul intervalului îşi desfăşoară activitatea la locuinţa special amenajată, aferentă staţiei pentru exploatarea la domiciliu. Plecarea din staţie a electricianului de serviciu, în intervalul de timp sus menționat, se consideră părăsirea locului de muncă în timpul serviciului de tură și se sancționează ca atare.

Se interzice plecarea de la domiciliu în timpul turei de 24 de ore sau lăsarea instalației sub supravegherea altor persoane decât a electricianului de serviciu.

Se interzice modificarea graficului de tură fără aprobarea prealabilă a personalului ierarhic superior. La plecarea sau la venirea din stație, electricianul de tură, obligatoriu, va consemna în registrul operativ de tură:

- comutarea circuitelor de semnalizare din stație la domiciliu, respectiv domiciliu stație;
- verificarea circuitelor de semnalizare și a circuitelor radio – telefonice operative între stație și domiciliu.

În timpul unei ture de 24 de ore, se vor efectua cel puțin 4 controale periodice în instalațiile pe care le exploatează:

- câte un control cu ocazia preluării, respectiv predării serviciului de tură;
- un control în intervalul 7,00 – 12,00;
- un control în intervalul 20,00 (19,00) – 22,00 în perioada vârfului de seară în SEN.

Zilnic, în perioada vârfului de seară din SEN, personalul de tură va fi prezent în stație pentru efectuarea citirilor orare și pentru efectuarea controlului menționat.

Plecarea de la domiciliu în stație pentru prezența pe timpul orelor de vârf de seară va fi anunțată, în prealabil, dispecerului de serviciu, acesta putând dispune amânarea orei de efectuare a controlului și a citirilor, atunci când situația energetică impune aceasta.

Treapta operativă superioară poate dispune la orice oră venirea în stație a electricianului de serviciu pentru executarea de manevre de retragere sau redare în exploatare, sau în cazul unor situații deosebite (avarii, manevre de lichidare sau de prevenire a avariilor, citirea unor semnalizări, etc.).

În cazul executării de lucrări în instalații, electricianul de serviciu va rămâne în stație până la finalizarea lucrărilor și manevrelor impuse.

Personalul de exploatare la domiciliu are obligația întocmirii FME și a altor documente pentru lucrări și manevre planificate, în instalația pe care o deservește, cu cel puțin o zi înainte de executarea acestora, indiferent dacă aceasta o face în timpul cât se află în stație sau la domiciliu.

Personalul de exploatare la domiciliu poate primi pe linie ierarhică și operativă și alte sarcini în legătură cu buna exploatare și întreținere a instalației pe care o deservește, fiind obligat să le îndeplinească pe tot parcursul serviciului de 24 de ore.

În activitatea de exploatare a stației personalul cu exploatare la domiciliu va realiza și sarcinile prevăzute a se realiza după amiază și noaptea, de către personalul în tură continuă din stație.

3.4 Atribuțiile personalului de exploatare privind controlul instalațiilor

3.4.1 Controlul de rond

Se execută cu respectarea normelor de protecție a muncii referitoare la control, la periodicitățile stabilite de PE 126 cap. 1.16.

Controlul de rond are drept scop examinarea întregului ansamblu de instalații, în vederea asigurării unei exploatări raționale și în siguranță a instalațiilor.

La efectuarea controlului, figurat pe planul de amplasare al mijloacelor PSI, se va respecta traseul prevăzut în planul de amplasare al mijloacelor PSI.

Odată cu efectuarea controlului se vor semna caietele (fișele) de rond amplasate în punctele stabilite de șeful formației de exploatare.

La plecarea în controlul de rond, șeful de tură va anunța treapta operativă că părăsește camera de comandă și va consemna în jurnalul operativ de tură ora plecării și sosirii în camera de comandă și rezultatul controlului. Dacă se constată defecțiuni care pot conduce la incidente sau avarii, se va anunța imediat treapta operativă de conducere prin dispecer și conducerea centrului de înaltă tensiune pentru a se organiza intervenția.

Controlul de rond periodic efectuat în stațiile de transformare se va face în conformitate cu prevederile următoarelor acte normative de exploatare:

- Regulament de exploatare tehnică a echipamentelor electrice din distribuția primară PE - 126/82;
- Regulament de exploatare tehnică a camerelor de comandă și de supraveghere a instalațiilor electrice PE - 505/73;
- Regulament de exploatare tehnică a instalațiilor de circuite secundare PE - 506/83;
- Regulament de exploatare tehnică a instalațiilor de telecomunicații PE - 602/80.

Se fac următoarele precizări:

- În fiecare duminică se va efectua un control special la cleme, cu notarea în jurnalul operativ curent;
- La executarea controalelor în încăperi (cameră de comandă, conexiuni, cabine de relee, etc.) se va avea în vedere dacă există miros de izolație arsă;
- Starea blocurilor de încercare și a dispozitivelor de deconectare din schemele de măsură, protecție, semnalizare și blocaje să corespundă schemei normale de funcționare.

3.4.2 Controlul de noapte

Pe parcursul a 24 ore, cel puțin un control, se va efectua pe timpul nopții cu iluminatul stins, folosind iluminatul independent pentru iluminarea căilor de acces. Acest control are drept scop depistarea unor contacte slabe la îmbinări, existența unor efluvii sau descărcări.

La efectuarea controlului de noapte se vor respecta prevederile normelor de protecția muncii în acest sens.

3.4.3 Controlul de avarii şi incidente

Acest control se efectuează de personalul de exploatare la un echipament, instalație sau o parte din instalație, pentru a se stabili starea în care se află echipamentul sau instalația respectivă, când în mod neprevăzut, au apărut semnalizări de declanşare întrerupătoare, funcționării de protecții sau automatizări. În cazul întrerupătoarelor care au declanşat se va urmări poziția pe fiecare fază în parte.

În urma efectuării acestui control, se va stabili protecțiile care au lucrat şi, în special, cauzele care au determinat funcționarea protecțiilor respective.

Acest control se va înscrie în jurnalul operativ de tură, menționându-se ora la care a fost efectuat, constatările rezultate în urma controlului şi modului de rezolvare, cu respectarea prevederilor din actele normative.

3.4.4 Controlul după executarea manevrelor

După operația de manevrare a unui echipament primar (întrerupător, separator) personalul operativ are obligația de a verifica starea echipamentului respectiv, prin efectuarea unui control, având în vedere următoarele:

- Poziția conectat respectiv deconectat a echipamentului manevrat, controlându-se toate cele trei faze;
- Existența zgomotelor anormale;
- Străpungeri şi conturnări ale izolației;
- Contacte imperfecte, etc.

Se va consemna în jurnalul operativ ora începerii, ora terminării controlului şi constatările rezultate.

3.4.5 Controlul în condiții meteo deosebite şi în caz de calamități naturale (ceață, poluare, chiciură, vânt puternic, inundații, cutremure, alunecări de teren, etc.)

Aceste controale se execută din inițiativa personalului de exploatare, la dispoziția şefilor ierarhici superiori sau a conducerii tehnice operative, cu respectarea strictă a normelor de protecție a muncii şi consemnarea în jurnalul operativ de tură a orei de începere şi de terminare a controlului şi constatările rezultate.

Asupra rezultatului controlului va fi informată treapta de conducere operativă a personalului tehnic de la Centrul de Înaltă Tensiune, dacă sunt constatate defecţiuni care ar putea conduce la incidente sau avarii.

3.4.6 Controlul instalaţiilor în caz de ceaţă sau poluare intensă

Pentru aceste cazuri, personalul de exploatare va controla vizual starea izolaţiei dacă nu prezintă urme de conturnări sau descărcări luminiscente.

În cazul descărcărilor luminiscente, se vor avea în vedere următoarele precizări:

- Descărcările de gradul I - sunt de culoare albastru-violaceu şi nu prezintă nici un pericol pentru funcţionarea normală a instalaţiei;
- Descărcări de gradul II - sunt descărcări intermitente, de culoare galben închis şi cele de scurtă durată de culoare roşiatică, arată că izolaţia mai poate funcţiona un timp fără a se conturna;
- Descărcări de gradul III - sunt descărcări continue sub formă de culoare galben deschis spre alb, care cuprind zone mari din suprafaţa izolatorului, arătând că izolaţia lucrează în regim limită foarte apropiat de cel al conturnării totale.

În cazul descărcărilor de gradul II şi III, se va anunţa imediat treapta de conducere operativă pentru reducerea tensiunii.

3.4.7 Controlul la apariţia chiciurii

În acest caz, se vor efectua controale mai dese în staţie, avându-se în vedere următoarele:

- Locurile de depunere a chiciurii;
- Apreciere asupra grosimii chiciurii depusă pe conductoare;
- Deformarea conductoarelor;
- Pregătirea FME, pentru deschiciurare.

3.4.8 Controlul la apariţia vântului puternic şi a furtunilor

La efectuarea controlului se va avea în vedere:

- Direcţia vântului;
- Starea aparatajului;
- Depăşirea gabaritelor prin balansarea conductoarelor;
- Existenţa corpurilor străine;
- Starea cutiilor de cleme, cabinelor de relee şi a corpului de comandă şi conexiuni, care vor avea uşile închise;
- Citirea indexelor la contorii DRV ;
- Verificarea numărului de declanşări pe scurtcircuit la întrerupătoare.

3.4.9 Controlul în condiții de ploi torențiale sau inundații

Personalul de exploatare are următoarele răspunderi:

- Pe timpul descărcărilor atmosferice va staționa în camera de comandă;
- Urmărirea nivelului apei să nu depășească înălțimea șirurilor de cleme din panourile de protecție, comandă, servicii proprii, curent alternativ, curent continuu și în cutiile de cleme;
- Toate geamurile și ușile încăperilor vor fi menținute închise;
- Urmărirea nivelului apei să nu depășească capetele terminale ale cablurilor de forță;
- Când nivelul apei devine periculos, se va acționa în conformitate cu dispozițiile treptei operative de conducere prin dispecer, iar în cazul lipsei legăturilor telefonice, cu treapta operativă se va deconecta transformatoarele de forță din stație și se va întrerupe curentul continuu.

3.4.10 Controlul în caz de cutremur

În caz de cutremur, se vor avea în vedere toate măsurile necesare pentru salvarea personală. După încetarea seismului, se va face o verificare asupra semnalizărilor apărute în camera de comandă și notarea lor, după care se va face un control în stația exterioară, urmărindu-se starea și integritatea aparatajului, suporților, riglelor, clădiri, starea bateriei de acumulatori sau a eventualelor alunecări de teren.

Toate constatările rezultate în urma controlului vor fi consemnate în jurnalul operativ de tură, după anunțarea treptei de conducere operativă și a conducerii centrului de înaltă tensiune.

3.4.11 Controlul ca urmare a dispozițiilor operative sau a conducerii tehnice

Acest control poate fi executat de către personalul de exploatare sau personalul tehnic superior cu drept de acces și control în instalații și poate fi dispus de către treapta de conducere operativă sau conducerea administrativă.

Dispozițiile de efectuare a controlului se dau însoțite de scopul controlului, precizând ce se controlează, ce se urmărește și intervalul în care se execută.

Controlul poate fi dispus după apariția unui defect în instalații, în sistem, după un seism, furtună sau atunci când se doresc anumite date asupra unui echipament anume.

Se va consemna în jurnalul operator de tură ora începerii și terminării controlului, cine a dispus controlul și constatările făcute. Când situația o impune, constatările rezultate se vor prezenta celui care a dispus controlul, printr-un raport scris.

3.4.12 Atribuțiile personalului de exploatare privind executarea manevrelor

3.4.12.a *Foi de manevră*

Toate manevrele programate normal sau accidental se execută în baza foilor de manevră, care se întocmesc de personalul de exploatare, de regulă în schimbul II (după-amiază), cu 48 de ore înainte de executarea manevrei.

Întocmirea, verificarea, aprobarea și controlarea foilor de manevră de execuție se vor face în conformitate cu prevederile PE-118/[82], cu următoarele precizări:

- Toate foile de manevră de execuție se întocmesc într-un singur exemplar, pentru instalațiile cu doi electricieni pe tură (șef tură + ajutor șef tură), la care foile de manevră de execuție se întocmesc în două exemplare;
- Operațiile din foile de manevre cu grad ridicat de dificultate în execuție (manevre în locuri cu condiții deosebite de manevră), vor fi înscrise în foaia de manevră de execuție prevestite de cuvântul "ATENȚIE";
- La întocmirea foilor de manevră de execuție pentru retragerea sau redarea în exploatare a barelor 6-400 kV, se vor trece ca puncte distincte în F.M.E. operațiile de confirmare la treapta de conducere operativă, aducerea în starea separat vizibil și verificarea lipsei de tensiune.

  Operațiile de aducere în starea legat la pământ a barelor din stațiile de transformare și de încercare a lor cu tensiune în vederea redării, în exploatare sunt operații coordonate de treapta de conducere operativă.

  Toate operațiile din FME la care se cer confirmare de la treapta de conducere operativă, vor fi consemnate în jurnalul operativ de tură în mod cronologic.
- Se va trece ca punct distinct în F.M.E. operația de verificare a blocării întrerupătorului cuplei înainte de operația de închidere a separatorului prin care se face rigidizarea barelor;
- Operațiile de anulare a protecțiilor și automatizărilor prin scoaterea dispozitivelor de deconectare (DD) vor fi consemnate în FME ca operații independente;
- Se va înscrie ca punct distinct blocarea separatoarelor în poziția deschis prin scoaterea siguranțelor de curent alternativ de la dispozitivele ASE aferente;
- Pentru operațiile de montare și demontare a scurtcircuitoarelor mobile precum și pentru broșarea și debroșarea întrerupătoarelor de medie tensiune se vor consemna în foile de manevră de execuție numele și prenumele persoanei care supraveghează, respectiv ajută la efectuarea acestor operații;
- Persoana care acordă ajutor la broșarea sau debroșarea întrerupătoarelor de medie tensiune, sau supraveghează la montarea sau demontarea scurtcircuitoarelor mobile, trebuie să ia cunoștință de starea operativă în care s-a ajuns și să verifice ca FME să fie bifată până la punctul respectiv, apoi să semneze de luare la cunoștință asupra conținutului operațiilor pe care le va executa împreună cu șeful de tură;

- Orice manevră care se întrerupe din diverse motive, se va continua în baza unei noi FME, având același scop și aceeași temă, iar SOI va fi starea în care a rămas echipamentul de la manevra executată cu FME care s-a întrerupt;
- FME pentru deschiciurare se vor întocmi de personalul de exploatare în baza schemelor de deschiciurare întocmite de Dispecerul Teritorial și are un caracter permanent.

  Manevrele pentru deschiciurare se vor executa la dispoziția treptei operative de conducere prin dispecer.

  Se interzice executarea manevrării separatoarelor de la fața locului atunci când sunt prevăzute cu acționare de la distanță. Se interzice scoaterea din funcțiune sau acționarea manuală a blocajelor electrice.

3.4.12.b *Executarea manevrelor în instalațiile electrice aflate în exploatare*

Toate manevrele ce se execută în instalațiile electrice aflate în exploatare se vor face pe bază de FME, excepție făcând manevrele de lichidare a incidenţelor, avariilor, calamităților naturale, incendii sau accidente, care pot fi executate fără FME.

Pentru aceste cazuri, revenirea la schemă normală se va efectua pe bază de FME; întocmite accidental. La executarea manevrelor, indiferent dacă se execută pe bază de FME sau nu, se vor respecta prevederile PE 118, cu următoarele precizări:

- Toate manevrele de acționare a aparatajului primar (întrerupători, separatori) care au comanda de la distanță se face din camera de comandă. În caz de refuz și dacă au comandă electrică locală, manevra se va face de la fața locului, cu respectarea strictă a operațiilor în ordinea cronologică din FME. Dacă refuză și comanda electrică locală, se va trece la acționarea manuală asupra dispozitivelor de acționare, cu aprobarea prealabilă a conducerii tehnice și a treptei de conducere operativă.
- Defecțiunile constatate în timpul executării manevrelor se vor nota în FME la observații în registrul operativ și în registrul de puncte slabe, chiar dacă au fost remediate în timpul manevrei;
- Orice manevră începută va fi terminată de aceeași persoană, iar în caz că se întrerupe din motive obiective, reluarea manevrei se face în baza unei noi FME;
- Dacă în timpul efectuării manevrelor apar defecțiuni, avarii sau necesități de urmărire consumuri, D.A.S. etc. se va adopta una din următoarele variante:
    - Se va reveni la schema inițială;
    - Se va realiza o schemă care să nu pună în pericol instalația;
    - Se va termina o grupă distinctă de operații;
    - Se vor opri manevrele.
- Soluția adoptată se va consemna în jurnalul operativ de tură și se anunță la treapta de conducere operativă;
- Executarea manevrelor fără FME este permisă cu îndeplinirea cumulativă a următoarelor condiții:

  - Manevra are ca scop retragerea din exploatare a unui singur echipament, celulă;
  - Manevra apare ca urmare a unui incident sau avarie, sau prevenirea de accidente ori incidente;
  - Manevra a fost dispusă de personalul tehnic ierarhic superior sau treapta operativă.

- În stațiile cu o persoană în tură, manevrele pot fi executate de o singură persoană, mai puțin montarea și demontarea scurtcircuitoarelor care se vor monta în prezența șefului de lucrare.

  Începerea executării manevrelor de orice fel este permisă numai cu aprobarea treptei de conducere operativă la solicitarea șefului de tură.

- La executarea unei manevre se procedează astfel:
  - Se completează FME la rubrica prevăzută pentru executant cu numele și prenumele executantului și se semnează;
  - Se iau aprobările necesare;
  - Cu echipamentul și mijloacele de protecție necesare își pregătește dispozitivele auxiliare ce le folosește la manevră;
  - Se oprește în fața celulei, panoului, cheii de comandă, echipamentului și verifică să fie cel prevăzut în FME;
  - Citește cu voce tare operațiunea care urmează a fi executată;
  - Execută operația;
  - Bifează operația executată în FME.
- Trecerea unui element de pe o bară pe alta se va face cu respectarea următoarelor măsuri obligatorii:
  - Dacă ambele sisteme de bare au fost sub tensiune, se vor pune în paralel prin conectarea întrerupătorului CT_V;
  - Dacă unul din sistemele de bare a fost în rezervă, înaintea conectării întrerupătorului CT_V, se va încerca bara respectivă, respectând următoarea ordine:
    - Dintr-o linie care este sursă prin cupla transversală cu protecția sensibilizată sau dintr-un transformator cu protecția sensibilizată;
    - Se închide CT_V și apoi se blochează declanșarea prin scoaterea siguranțelor de comandă și se realizează o cuplă rigidă (rigiditatea barelor prin separatori);
    - După realizarea cuplei rigide se vor executa manevrele de trecere a elementelor de pe o bară pe alta;
    - Ultimele operații constau în deschiderea separatorului prin care s-a realizat cupla rigidă și montarea siguranțelor de comandă pe CT_V în vederea deconectării I - cuplă.
- La retragerea din exploatare a unui sistem de bare, înaintea operației de deconectare a I, CT_V, se va deconecta sau se vor scoate siguranțele de la celula de măsură, evitând astfel

transformarea inversă din joasă tensiune în înaltă tensiune, prin contactele unui releu de alegere a tensiunilor de măsură, în cazul în care nu s-a lucrat corect.

- După manevrarea oricărui echipament, este obligatorie verificarea poziției acestuia.
- Semnalizările din camera de comandă (MW, MVAR, A, kV, lampa din chei) nu asigură verificarea poziției conectat sau deconectat pe toate fazele unui întrerupător, de aceea se vor verifica obligatoriu:
    - Poziția conectat sau deconectat la fața locului pentru toate fazele;
    - Dacă a expandat ulei;
    - Dacă a eşapat gaze;
    - Valoarea presiunii (unde este cazul).
- Se interzice manevrarea separatoarelor dacă nu este confirmată poziția întrerupătorului, deoarece există riscul ca acesta să fie conectat în sarcină.
- Înlocuirea fuzibilelor arse sau reconectarea întrerupătoarelor automate, declanşate care alimentează circuitele de curent continuu se va face de personalul operativ în cel mai scurt timp posibil, fără aprobarea sau anunțarea prealabilă a treptei de conducere prin dispecer, dar cu anunțarea obligatorie ulterioară.

3.4.12.c. *Executarea manevrelor în instalațiile exploatate de două persoane în tură*

Pentru instalațiile la care deservirea operativă se face cu două persoane, precum şi în instalațiile fără persoane de deservire permanent, nu este permisă executarea manevrelor de către o singură persoană, manevrele se vor executa de două persoane.

Persoana care are grupa de autorizare N.P.M. inferioară, execută manevra (executant de manevră grupa II), iar persoana care are grupa superioară (responsabil de manevră) controlează executarea fiecărei operații conform foii de manevră, respectarea succesiunii operațiilor prevăzute în aceasta, modul de executare a operațiilor şi supraveghează executarea exactă a manevrei de către executantul de manevră. În cazul manevrelor care se execută fără foaie de manevră, responsabilul de manevră este cel care indică executantului fiecare operație pe care trebuie să o execute acesta.

Se precizează că, în toate cazurile, executantul de manevră citeşte F.M.E. cu glas tare sau repetă în acelaşi fel dispozițiile responsabilului de manevră, când manevrele se execută fără F.M.E.

3.4.12.d. *Executarea manevrelor în instalațiile exploatate de două persoane când există comenzi de acționare de la distanță*

Manevrele programate normal sau accidental se execută în baza unei foi de manevră întocmite de şefii de tură.

În cazul aparatajelor de comutație, care au comanda acționării de la distanță, iar manevra se execută de către două persoane, se admite executarea comenzii de către responsabilul de manevră, iar executantul efectuează verificarea poziției aparatului după acționare.

Toate manevrele de acționare a aparatajelor care au comandă de la distanță se vor efectua prin aceste comenzi din camera de comandă.

3.4.12.e. *Modul de desfăşurare a manevrei*

Şeful de tură citeşte şi prezintă, pentru luarea la cunoştinţă, electricianului ajutor, foaia de manevră pe care cei doi o semnează şi o înregistrează. Urmează apoi verificarea şi aprobarea foii de manevră; prin aprobare se certifică corectitudinea şi posibilitatea de folosire a acesteia în condiţiile în care a fost concepută.

După obţinerea aprobării şi de la treapta operativă, care are echipamentul în autoritate de conducere operativă, poate începe executarea manevrei, respectând următoarele:

- F.M.E. se întocmeşte în două exemplare;
- Se notează ora începerii manevrei în F.M.E. şi în jurnalul operativ de tură;
- Responsabilul de manevră opreşte exemplarul original al F.M.E., iar executantul opreşte copia;
- Executantul identifică corect celula la care trebuie executată manevra şi confirmă (prin radio sau telefon) aceasta responsabilului de manevră;
- Responsabilul de manevră execută comenzile din camera de comandă, iar executantul confirmă prin radio (telefon) poziţia aparatajelor de comutaţie după acţionare.

Dacă aparatul respectiv nu acţionează corect şi este necesară acţionarea (sau comanda acţionării) de la faţa locului, manevrarea acestuia se va face aşa cum este prevăzută executarea manevrelor cu aparate care nu au comanda acţionării de la distanţă. În acest caz, responsabilul de manevră se deplasează la faţa locului şi, dacă echipamentul respectiv este prevăzut şi cu comandă electrică locală, manevrarea se va face de la faţa locului, cu respectarea strictă a operaţiilor, în ordinea cronologică din F.M.E.

Dacă refuză şi comanda electrică locală, se va trece la acţionarea manuală asupra dispozitivelor de acţionare ale întrerupătoarelor sau separatoarelor, cu aprobarea prealabilă a conducerii Centrului de Înaltă Tensiune şi a treptei de conducere operativă.

Atât responsabilul cât şi executantul de manevră răspund de corectitudinea executării manevrei.

Din punct de vedere al respectării N.P.M., vor fi echipaţi cu mănuşi şi cizme electroizolante de înaltă tensiune şi cască de protecţie.

3.4.12.f. *Evidenţele tehnice operative ale personalului de exploatare din staţiile de transformare*

- Jurnal operativ de tură;
- Registru puncte slabe din instalaţii;
- Registru dispoziţii de control;
- Registru pentru bateria de acumulatori;
- Registru pentru note telefonice;
- Registru PRAM;
- Registru pentru evidenţa şi verificarea mijloacelor PSI şi verificarea lunară a calibrării siguranţelor;

- Registru de evidență a declanșării întrerupătoarelor la scurtcircuit;
- Caiete de evidență a efectuării controalelor în instalații (caiete de rond);
- Registre pentru balanța energiei electrice;
- Registru pentru citiri orare;
- Registru pentru evidența autorizațiilor de lucru;
- Dosar pentru păstrarea autorizațiilor de lucru;
- Dosar pentru foi de manevră de execuție;
- Caiet pentru evidența materialelor aduse în stație;
- Registru cu datele tehnice ale aparatajului pe fiecare celulă în parte;
- Registru cu modificări apărute în instalații;
- Normativul DAS-f + D.M.
- Schema normală a stației;
- Schema de reglaj a protecțiilor;
- Convenții de exploatare cu consumatorii alimentați direct din stație;
- Lista documentelor afișate în stație;
- Reglementări noi apărute;
- Registru pentru evidența reviziilor la echipamente primare.

3.4.12.g. *Lista evidențelor operative ce trebuie afișate în stațiile de transformare*

- Personalul de conducere operativă a instalațiilor;
- Personalul tehnic cu drept de control a instalațiilor;
- Ordinul de împărțire a echipamentelor din punct de vedere al conducerii prin dispecer;
- Personalul care aprobă F.M.E.;
- Personalul care are dreptul să emită A.L.;
- Încărcările maxime admisibile pe fiecare plecare de M.T.;
- Telefoane importante;
- Lista cu echipamentele, cu numărul maxim de declanșări admis pe scurtcircuit între două revizii;
- Locuri cu condiții de manevră;
- Locuri cu condiții deosebite de lucru;
- Evidența scurtcircuitoarelor. din stație și secțiunea minimă admisă;
- Instalații unde este permisă montarea scurtcircuitoarelor cu mâna;
- Planul gospodăresc al stației la scară;

- Planul de amplasare a mijloacelor P.S.I. de evacuare în caz de incendiu şi rondul de control;
- Planificarea lucrărilor de I.C.P., R.T. şi R.C.;
- Mijloacele de protecţie din dotarea staţiei pe fiecare persoană cu date, verificări şi date scadente;
- Grafic de tură lunar;
- Nivelul de tensiune şi orele de vârf în S.E.N..

Capitolul 4

Avariile din instalațiile electrice

4.1 Considerații teoretice

Prin avarie se înțelege perturbarea forțată a funcționării stațiilor, liniilor aeriene și cablurilor electrice de pe urma căreia rezultă întreruperi în alimentarea consumatorilor cu energie electrică.

De asemenea, se consideră avarie și deteriorarea echipamentului electric principal care se află în funcțiune sau sub tensiune, chiar dacă nu a provocat întreruperea în alimentarea cu energie electrică a consumatorilor, însă a avut ca urmare scoaterea lui din funcțiune mai mult de 10 minute.

Prin echipament electric principal se înțelege: generatoare cu excitatoarele respective, compensatoare sincrone, transformatoare și întrerupătoare cu o tensiune minimă de 6 kV, stâlpii liniilor electrice, lanțuri de izolatoare, cabluri, manșoane și cutii terminale.

Energie electrică, spre deosebire de celelalte produse, are un specific cu totul deosebit; astfel energia electrică nu poate fi stocată, înmagazinată sau depozitată, procesele de producție și de consum fiind simultane. Din această cauză trebuie asigurat în permanență un echilibru perfect între cantitățile de energie electrică produse și consumate. Dezechilibrul se răsfrânge asupra funcționării normale a sistemului energetic și îndeosebi, asupra consumatorilor.

În al doilea rând, o întrerupere, chiar de scurtă durată, a alimentării cu energie electrică a consumatorilor, are influențe nefavorabile asupra activității economice și sociale.

Pierderile în producție nu se limitează numai la timpul întreruperii în alimentarea cu energie electrică, ci trebuie socotit și timpul necesar restabilirii procesului tehnologic normal.

Fenomenele electrice se succed foarte repede, de aceea greșelile făcute de personalul de exploatare nu pot fi reparate și se răsfrâng asupra continuității sau calității în alimentarea cu energie electrică a consumatorilor și, în consecință, va fi perturbată funcționarea în ansamblu a sistemului energetic.

4.2 Cauzele avariilor şi modul de manifestare a acestora

Analiza corectă şi determinarea cauzelor avariilor trebuie să constituie o preocupare deosebită a personalului de exploatare, deoarece se pot stabili măsurile ce trebuie luate în vederea reducerii posibilităților reapariției lor.

Cauzele avariilor se clasifică:

- Din vina directă a personalului;
- Din vina furnizorilor;
- Din vina unităților de montaj;
- Din cauza forțelor naturii;
- Din alte cauze.

4.2.a Avarii din vina personalului

Datorită insuficientei pregătiri profesionale a personalului, a neatenției, a indisciplinei, a nerespectării normelor tehnice şi de protecție a muncii, se produc un însemnat număr de avarii care produc mari pierderi în economie

Avariile din vina personalului constau:

- *Deschiderea unor separatoare sub sarcină* este frecventă, deşi s-au introdus pe scară largă dispozitivele de blocaj între poziția întrerupătoarelor şi separatoarelor. Avariile au loc în general acolo unde nu există dispozitive de blocaj sau unde personalul anulează în timpul manevrei blocajele existente. Acest gen de avarii se produc şi acolo unde se fac închideri sau deschideri de bucle, cu ajutorul separatoarelor, în rețele de medie tensiune de distribuție urbană. Deschiderea separatoarelor în sarcină se mai poate face şi datorită manevrei în altă celulă decât în cea în care condițiile de deconectare a separatorului sunt îndeplinite, cele mai răspândite sunt în instalațiile de distribuție pe mai multe etaje.
- *Punerea sub tensiune a unor instalații electrice din care nu s-au scos toate scurtcircuitoarele mobile sau la care nu s-au deschis separatoarele de punere la pământ* conduce la avarii datorită închiderii pe scurtcircuit. Scurtcircuitoarele se montează, în general, pe barele stației sau în apropiere de acestea unde puterile de scurtcircuit a valori foarte mari. Astfel, la barele de distribuție cu tensiunea de 6 kV ale unei stații alimentată cu un transformator de 40 MVA, puterea de scurtcircuit pe bare va fi de 250 MVA, aceasta poate conduce la distrugerea completă a celulei şi la extinderea arcului electric la ambele sisteme de bare.
- *Deconectarea eronată a unor elemente ale instalației* o face personalul de exploatare care, plecând din camera de comandă în camera de conexiuni, deconectează alt întrerupător al altui consumator. Nu se produce avarie, dar se produc perturbații la consumator, uneori destul de grave.
- *Efectuarea unor manevre greşite* cum ar fi: neutilizarea cuplei la trecerea unor celule de pe un sistem de bare pe celălalt, ceea ce conduce la avarii grave la barele colectoare.

- *Conexiuni greșite*, cum ar fi legarea în paralel a două transformatoare, legarea incorectă a fazelor la două linii sau cabluri care funcționează în paralel;
- *Neluarea unor măsuri de ermetizare a instalațiilor* cu scopul împiedicării pătrunderii animalelor în instalațiile de distribuție, duce de asemenea la avarii, datorită scurtcircuitelor;
- *Neefectuarea la termen a verificărilor și încercărilor profilactice ale instalațiilor* face ca anumite puncte slabe ale instalațiilor să nu fie cunoscute ceea ce conduce la avarii. De o mare importanță o are verificarea funcționării corecte a instalațiilor de protecție prin relee, a dispozitivelor de automatizare și a aparatelor de comutare. Verificarea instalațiilor de protecție contra supratensiunilor atmosferice și a instalațiilor de legare la pământ reduc considerabil posibilitatea de producere a avariilor.

4.2.b Avarii din vina furnizorilor și a unităților de construcții montaj

Calitatea necorespunzătoare a utilajelor de la furnizori, precum și a unor materiale necorespunzătoare folosite de constructori la care se mai adaugă și o execuție de calitate necorespunzătoare conduce de cele mai multe ori la avarii imprevizibile

Cele mai frecvente avarii sunt provocate de:

- *Întrerupătoare cu o putere de rupere reală inferioare celei înscrise pe placă* conduce la explozii de întrerupătoare, la sudare a contactelor;
- *Separatoare de tip exterior cu insuficientă rezistență mecanică* a căror izolatoare se rup cu ocazia manevrelor;
- *Transformatoare de tensiune, cu circuitul magnetic subdimensionat*, conduc la încălziri exagerate conducând la explozii și incendii;
- *Transformatoare de forță cu defecte de proiectare și execuție* conduc la scoaterea lor din funcție pe termen lung;
- *Dispozitive de acționare de la distanță, nesigure în funcționare*, ceea ce face ca instalațiile de automatizare cu care se cuplează să nu-și atingă scopul;
- *Executarea incorectă a cutiilor terminale și manșoane* conduc de cele mai multe ori la dese defecte;
- *Folosirea unor materiale necorespunzătoare* de către executanți, masă galbenă, masă neagră, mufe, manșoane, etc. conduc la dese defecțiuni pe cable și la cutii terminale;

4.2.c Avarii provocate de forțele naturii

În această categorie intră avariile provocate de descărcări atmosferice, vânt, chiciură, viscol și alte forțe ale naturii. Descărcările atmosferice au ca urmare conturnarea sau străpungerea izolației, datorită supratensiunilor induse pe linii sau distrugerea de aparataj.

Avarii grave se produc datorită suprasolicitării liniilor electrice aeriene, prin depuneri de chiciură și datorită forței vântului.

4.2.d Avarii provocate de alte cauze

În această categorie pot fi incluse următoarele:

- *Cabluri electrice subterane lovite* de diverşi constructori;
- *Depuneri masive pe izolația liniilor electrice aeriene sau a instalațiilor de distribuție de tip exterior* situate în apropierea unor fabrici care degajă gaze, praf, umiditate excesivă, substanțe în suspensie, etc.;
- *Menținerea în exploatare a unor instalații foarte vechi* ale căror caracteristici nu mai corespund noilor condiții de lucru; în această categorie intră cablele, a căror vechime este de peste 20 – 30 de ani şi a căror izolație a îmbătrânit;
- *Avarii provocate de păsări mari pe liniile electrice aeriene,* care, aşezându-se pe izolatoare, reduc izolația liniei, până la apariția arcului electric;
- *Avarii datorate unor defecte în instalațiile consumatorilor* şi neselectate de protecția acestora;
- *Tasarea terenurilor* conduce la defectarea unor cable;
- *Spargerea unor conducte de apă* conduce la infiltrații de apă, cu efecte negative asupra instalațiilor de distribuție în cabluri.

4.3 Modul de acțiune a personalului de tură pentru lichidarea avariilor

Lichidarea avariilor dintr-un sistem energetic sunt conduse de dispecerul de serviciu al sistemului şi care poartă întreaga răspundere de lichidare corectă şi rapidă, în acest sens dispecerul este obligat:

- Să asigure o localizare cât mai rapidă a avariilor, evitând extinderea lor;
- Să asigure o punere cât mai rapidă sub tensiunea consumatorilor;
- Să stabilească schemele cele mai sigure.

4.4 Efectuarea de manevre în regim de avarii

Manevrele se execută în baza dispozițiilor personalului operativ superior.

Pentru cazurile urgente, care nu suferă amânare, cum ar fi incendiile, accidente de persoane, catastrofele naturale, precum şi lichidarea avariilor în cazul lipsei legăturilor de telecomunicații, manevrele se execută fără informarea personalului superior de tură, dar cu încunoştințarea lui ulterioară. Aceste manevre se execută conforma instrucțiunilor de lichidare a avariilor specifice fiecărei stații în parte.

La lichidarea unei avarii se permite executarea operațiilor cu întrerupătoare şi separatoare, fără a se întocmi foaie de manevră. În cazuri normale, la orele de vârf, este interzisă executarea manevrelor în stații de transformare, formând noduri de rețele. Fac excepție de la această regulă, cazurile urgente şi de avarii.

În cazul avariilor care au ca urmare dispariția tensiunii în stație, personalul de tură trebuie să fie gata să primească tensiunea în orice moment, chiar fără a fi prevenit.

4.5 Prevenirea avariilor

4.5.a Prevenirea avariilor din vina personalului

Instruirea personalului de exploatare este o activitate permanentă şi trebuie făcută continuu şi sistematic; dintre acestea enumerăm:

- Însuşirea de către personal a cunoştințelor tehnice de specialitate prin şcoli de calificare, prin cursuri, cu scoaterea din producție pe intervale determinate de complexitatea instalațiilor;
- Însuşirea de către personal a instrucțiunilor tehnice interne, în acest sens în afara instrucțiunilor, prescripțiilor şi normelor tehnice, unitățile din sistemul energetic şi din afara acestuia, care au în gestiune stații de transformare, vor întocmi instrucțiuni tehnice interne pentru fiecare loc de muncă, echipament şi instalație mai importantă;
- Efectuarea exercițiilor de avarii, cu care ocazie se simulează diferita situații de avarii şi se verifică comportarea personalului de exploatare. Exercițiile trebuie pregătite minuțios şi într-o formă cât mai apropiată de condițiile reale de avarie;

După efectuarea exercițiilor se discută cu personalul felul în care a reacționat, scoțându-se în evidență, în special, greşelile făcute de cei care au participat şi arătându-se modul corect în care ar fi trebuit să acționeze. Exercițiile de avarie trebuie organizate la diferite nivele (dispecer, secții, C.I.T.) şi la intervale de cel puțin semestrial, dar mai bine ar fi trimestrial.

- Cunoaşterea de către personal a instalațiilor deservite, a caracteristicilor nominale şi a posibilităților de supraîncărcare a elementelor conducătoare de curent şi a aparatajului, a schemei normale de funcționare, a interpretării funcționării instalațiilor de protecție prin relee, a dispozitivelor de automatizare şi a semnalizărilor, a instalațiilor de rezervă şi modul de utilizare, etc.;
- Verificarea aptitudinilor fizice ale personalului de exploatare se face pentru a înlătura pe cei care au defecte fizice sau boli care l-ar putea stânjeni în activitatea lor. Defecte ca: vedere slabă, auzul insuficient, sistemul nervos slăbit, boli cardiace sau o emotivitate exagerată pot avea o influență negativă în caz de avarii, când este necesară o orientare şi o acționare rapidă;
- Controlul periodic al instalațiilor se face conform atribuțiilor personalului de tură continuă şi la domiciliu, detaliate la capitolul 3;

- Revizia instalațiilor se execută în conformitate cu instrucțiunile în vigoare, este de mare importanță ca reviziile să se execute la timp și de o calitate deosebită. Personalul de revizie trebuie să fie bine pregătit profesional și deosebit de conștiincios, de activitatea acestuia depinzând funcționarea ireproșabilă a instalațiilor;
- Încercarea profilactică a instalațiilor se face periodic și astfel se elimină punctele slabe care se pun în evidență cu ocazia controalelor, în instalații.

Pentru ca măsurile indicate să fie eficace trebuie să fie însoțite de un control permanent din partea personalului de conducere, a șefilor de secție, a inginerilor și maiștrilor.

4.5.b Măsuri de prevenire a avariilor din vina furnizorilor și a unităților de montaj

Avariile provocate din vina furnizorilor și a unităților de montaj au o pondere importantă și au, uneori, urmări grave; măsurile de prevenire a acestora sunt deosebit de importante; dintre acestea, menționăm:

- Îmbunătățirea calității ambalajului și a materialelor care se introduc în instalații de către furnizori. Toate defectele constatate în timpul montajului sau în exploatare trebuie aduse la cunoștință furnizorilor, în vederea îmbunătățirii calității produselor. Unitățile beneficiare și de montaj au obligația de a verifica dacă aparatajul și materialele ating performanțele înscrise în normele interne sau în standardele în baza cărora s-au fabricat;
- Utilizarea unor tehnologii corespunzătoare la lucrările de montaj, toate operațiile trebuie executate în baza unor fișe tehnologice;
- Recepția instalațiilor după montaj și probele de punere în funcțiune se fac după ce, pe parcursul efectuării lucrărilor de montaj și la sfârșitul acestora, unitățile de exploatare au sesizat toate deficiențele constatate și au controlat în permanență calitatea lucrărilor.

4.5.c Măsuri de prevenire a avariilor provocare de forțele naturii

Majoritatea avariilor din această categorie sunt cauzate de supratensiuni atmosferice și de depuneri de chiciură; deci, măsurările trebuie să se îndrepte în aceste două direcții.

Pentru prevenirea avariilor datorate supratensiunilor atmosferice, trebuie să fie luate următoarele măsuri:

- Instalarea de dispozitive de declanșare automată;
- Completarea schemelor de protecție contra supratensiunilor atmosferice a stațiilor, posturilor de transformare și liniilor electrice aeriene. În acest sens, se vor prevedea instalarea descărcătoarelor cu rezistență variabilă, a celor cu coarne, a paratrăsnetelor la instalațiile de distribuție și a completării cu conductoare de protecție a intrării liniilor în stații. De asemeni, trebuie măsurate prizele de pământ la care sunt legate instalațiile de

protecție contra supratensiunilor atmosferice. Înaintea sezonului Keraunic, toate instalațiile de protecție contra supratensiunilor trebuie să fie verificate și conectate la instalațiile pe care le protejează. În toate instalațiile de medie tensiune se va prevedea instalarea unor bobine de stingere, acordate la rezonanță; se creează astfel, condiții pentru stingerea arcului în cazul punerilor la pământ și a funcționării timp îndelungat cu o fază a rețelei pusă la pământ;

- În fiecare an, trebuie să se măsoare, cu ajutorul tijei izolante, toate elementele lanțurilor de izolare ale linilor, în vederea înlocuirii celor găsite defecte. În acest scop, se evită conturnarea lanțurilor de izolatoare și deconectarea liniilor.

4.5.d Măsuri de prevenire a avariilor provocate din alte cauze

Cuprinzând tipuri de avarii diferite, se vor da câteva măsuri mai importante pentru prevenirea lor:

- În scopul evitării lovirii cablurilor de energie de către unitățile de construcții, este necesar încunoștiințarea acestora asupra pericolului și a daunelor ce le pot provoca;
- Pe timpul lucrărilor, unitățile de exploatare vor delega un supraveghetor care să asiste la lucrări;
- Pentru evitarea ruperii cablurilor prin tasarea solului, trebuie ca, din faza de proiectare, să se evite terenurile care prezintă crăpături și terenuri de umplutură;
- În zonele în care există pericolul contaminării izolației instalațiilor în aer liber, trebuie să se utilizeze măsuri speciale sau să se asigure o curățire de două ori pe an a izolatoarelor și aparatajului;
- Instalațiile vechi se vor înlocui prin investiții noi sau lucrări de reparații capitale.

Se vor lua măsuri ca protecțiile la consumatori să fie selective, astfel încât să se elimine rapid și selectiv defectele în rețelele consumatorilor.

Capitolul 5

Exploatarea transformatoarelor şi autotransformatoarelor din staţiile de transformare

5.1 Caracteristicile de exploatare ale transformatoarelor şi autotransformatoarelor de putere

În reţelele electrice trifazate sunt utilizate aproape exclusiv transformatoare trifazate.

Sistemul magnetic al transformatoarelor trifazate poate fi simetric sau asimetric. În primul caz, căile de flux ale sistemului magnetic au reluctanţe egale şi transformatorul se numeşte cu sistem magnetic simetric sau liber; în al doilea caz, căile de flux prezintă reluctanţe diferite şi transformatorul se numeşte cu sistem magnetic asimetric sau cuplat, sau cu fluxuri forţate.

Se construiesc în prezent transformatoare trifazate cu sistem magnetic asimetric până la puterea limită de cca. 400 MVA. Depăşirea acestei puteri este îngrădită de gabaritul limită de transport pe calea ferată, treceri prin tuneluri şi pe poduri. De aceea, la puteri mai mari de 400 MVA se utilizează transformatoarele trifazate cu sistem magnetic simetric, formate din câte trei transformatoare monofazate.

Un rol important în exploatarea transformatorului trifazat îl constituie conexiunea înfăşurărilor sale; conexiune unui transformator constă din schema propriu-zisă de conexiuni a înfăşurărilor sale şi din precizarea poziţiei relative dintre vectorii tensiunii de linie primară şi secundară.

Schema de conexiuni arată modul cum sunt legate între ele fazele înfăşurării primare şi cele ale înfăşurării secundare. Unghiul pe care îl face vectorul tensiunii dintre două borne ale înfăşurării de joasă tensiune cu vectorul tensiunii dintre bornele corespunzătoare ale înfăşurării de înaltă tensiune se indică convenţional printr-o cifră.

Prin urmare, simbolul conexiunii transformatorului, indicat pe plăcuța de fabricație al acestuia, constă, la transformatorul trifazat cu două înfășurări, din două litere și un număr.

Potrivit normelor STAS 1703-60, începuturile fazelor înfășurării de înaltă tensiune se notează cu A, B, C, iar ale fazelor înfășurării de joasă tensiune cu a, b, c. Sfârșitul fazelor se notează cu X, Y, Y, respectiv cu x, y, z.

În cazul transformatorului cu trei înfășurări, extremitățile fazelor înfășurării de tensiune medie se notează cu A_m, B_m, C_m și X_m, Y_m, Z_m.

Bornele de înaltă tensiune ale transformatorului se marchează cu literele A, B, C, iar bornele de joasă tensiune cu literele a, b, c, la fel ca începuturile fazelor respective ale înfășurărilor de înaltă și de joasă tensiune cu care sunt legate. În conexiunea fazelor în stea, transformatorul poate fi prevăzut și cu borne de nul, marcate cu N pentru înaltă tensiune, cu N_m pentru media tensiune și cu "n" pentru joasa tensiune.

Legăturile pe primar și pe secundar dintre fazele transformatorului trifazat se pot face în stea, în triunghi și în zig-zag. Legăturile în stea, triunghi și în zig-zag sunt reprezentate convențional prin literele Y, D și Z, pentru înfășurările de înaltă tensiune și prin literele y, d și z, pentru cele de joasă tensiune. Se reprezintă întâi simbolul conexiunii de înaltă tensiune și apoi simbolul celei de joasă tensiune. Când una din înfășurări are nulul scos la borna de nul, la simbolul respectiv se adaugă semnul zero. De exemplu, simbolul Dy0 reprezintă o înfășurare de înaltă tensiune legată în triunghi și o înfășurare de joasă tensiune legată în stea, cu nulul scos la borna neutră. Practic sunt posibile următoarele moduri de conectare a înfășurărilor transformatorului trifazat: Y_y, Y_d, Y_z, D_Y, D_d și D_z, una din înfășurări putând fi "răsturnată" față de celelalte, rezultă în total un număr de 12 scheme de conexiuni posibile.

STAS 1703-60 prevede pentru transformatoare de putere trifazate cu răcire în ulei numai 7 scheme de conexiuni.

Simbol standardizat	Domeniul de utilizare
Yy - 12	Transformatoare coborâtoare pentru distribuție de forță. Transformatoare ridicătoare.
Dy - 11	Transformatoare coborâtoare pentru distribuție de lumină. Firul neutru se poate încărca 100%.
Yd - 11	Transformatoare ridicătoare pentru centrale și stații
Yz - 11	Același ca la conexiunea D numai până la 100 kVA
Dy - 5	Același de la conexiunea D
Yd - 5	Același ca la conexiunea Y
Yz - 5	Același ca la conexiunea Y

Vom defini raportul de transformare la borne, sau ceea ce este același lucru, raportul de transformare al schemei de conexiuni. în mod convențional, raportul dintre tensiunile de linie ale circuitului primar și tensiunile de linie ale circuitului secundar, sau, pe scurt, raportul dintre tensiunile la borne, se numește raport de transformare al clasei de conexiuni, sau raport de transformare la borne. Notând acest raport cu:

K_b, avem:

$$K_b = \frac{U_{AB}}{U_{ab}} = \frac{U_{BC}}{U_{bc}} = \frac{U_{CA}}{U_{ca}} = \frac{U_{\ell 1}}{U_{\ell 2}}$$

Denumirea de raport de transformare al transformatorului se păstrează pentru raportul dintre tensiunile pe fază ale circuitului primar şi secundar. Deci:

$$K_{12} = \frac{U_A}{U_a} = \frac{U_B}{U_b} = \frac{U_C}{U_c} = \frac{U_{f1}}{U_{f2}}$$

Se va considera înfăşurarea primară ca înfăşurare de înaltă tensiune şi cea secundară ca înfăşurare de joasă tensiune.

Transformatoarele şi autotransformatoarele de putere cu răcire în ulei sunt simbolizate prin două grupe de litere separate printr-o linie de despărţire. Prima grupă caracterizează tipul transformatorului sau autotransformatorului, iar a doua sistemul de răcire.

Semnificaţia literelor din prima grupă este următoarea:

- Prima literă poate fi:
  T = transformator, sau
  A = autotransformator;
- A doua literă poate fi:
  T = trifazat, sau
  M = monofazat;
- A treia literă este:
  U = în ulei;
- A patra literă poate fi:
  S = cu reglaj al tensiunii în sarcină, sau
  R = cu unitate specială de reglaj.

Exemplu de combinaţii:

TTU = transformator trifazat în ulei cu reglaj în absenţa tensiunii;
TTUS = transformator trifazat în ulei, cu reglaj al tensiunii în sarcină;
ATUR = autotransformator trifazat în ulei, cu unitate specială de reglaj;
AMUS = autotransformator monofazat în ulei, cu reglaj al tensiunii în sarcină.

Semnificaţia literelor din a doua grupă este următoarea:

- Prima literă caracterizează felul circulaţiei uleiului, ea poate fi:
  N = circulaţia naturală a uleiului, sau
  F = circulaţia forţată a uleiului;
- A doua literă caracterizează modul de răcire a uleiului, ea poate fi:
  L = răcire liberă (naturală) cu aer a elementelor răcitoare;
  S = răcire prin suflaj cu aer a elementelor răcitoare;
  A = răcire cu apă a uleiului.

Exemplu de combinaţii:

- NL = circulaţia naturală aa uleiului şi răcire liberă;

- NS = circulația naturală a uleiului și răcire prin suflaj cu aer;
- FS = circulația forțată a uleiului și răcire prin suflaj cu aer;
- FA = circulația forțată a aerului și răcire cu apă.

Atât transformatoarele cât și autotransformatoarele sunt dimensionate pentru puterea internă S_i, neglijând pierderile proprii, la transformator puterea internă este egală cu puterea transmisă S, adică:

$$S_i = S$$

iar la autotransformator

$$S_i = S \cdot \frac{U_1 - U_2}{U_1}$$

În care U_1 este tensiunea înaltă, iar U_2 tensiunea joasă. Diferența dintre puterea S, transmisă de autotransformator și puterea S_i a acestuia, este egală cu puterea care trece prin legătura electrică dintre înfășurări. Această putere este cu atât mai mare, cu cât diferența dintre tensiunea înaltă și joasă este mai mică. La limită, pentru $U_1 = U_2$, puterea internă a autotransformatorului devine nulă și toată puterea transmisă trece dintr-o linie în alta, prin legătura electrică dintre înfășurări.

Practic, utilizarea autotransformatorului în locul transformatorului este avantajoasă numai în cazul raporturilor de transformare, având valori apropiate de unitate și nu mai mari decât 2.

În comparație cu transformatorul, autotransformatorul prezintă pericolul apariției tensiunii înalte în linia de joasă tensiune, în cazul întreruperii porțiunii de înfășurare comună celor două linii electrice de înaltă și joasă tensiune.

Puterea instalată a transformatoarelor și autotransformatoarelor din sistemul electroenergetic este de trei-patru ori mai mare decât puterea instalată a generatoarelor producătoare de energie electrică, deoarece, în prezent, transportul energiei electrice de la producere până la utilizare necesită cel puțin trei-patru transformări pe care le realizează transformatoarele și autotransformatoarele ridicătoare și coborâtoare de tensiune.

Treptele de puteri și nivelurile de tensiuni ale transformatoarelor și autotransformatoarelor electrice de putere sunt standardizate sau precizate în normele interne de produs.

Tensiunile nominale între faze (tensiuni de linie), în volți (V), pentru instalațiile de transport și distribuție a energiei electrice sunt standardizate, la noi în țară, la următoarele valori: 380; 660; (6000); (10000); 20000; 110000; (220000); 400000 V.

Tensiunile nominale ale înfășurărilor transformatoarelor și autotransformatoarelor (tensiuni de linie - între borne) sunt tensiunile la care sunt destinate să funcționeze în gol înfășurările respective. Valorile acestor tensiuni sunt, în general, cu 5 sau 10% mai mari decât valorile standardizate, date mai sus ale tensiunii nominale între faze ale instalațiilor de transport și distribuție a energiei electrice. Aceste creșteri au rolul de a compensa căderile de tensiune din înfășurările transformatorului sau autotransformatorului, la funcționarea în sarcină a acestora și din liniile de alimentare a consumatorilor.

Pentru diverse tensiuni nominale corespunzătoare instalațiilor electroenergetice, se recomandă următoarele game de puteri nominale pentru transformatoare:

- Pentru tensiunea înaltă de 6 și 10 kV, puteri între 63 și 1.600 kVA;
- Pentru tensiunea înaltă de 20 kV, puteri între 63 și 16.000 kVA;

- Pentru tensiunea înaltă de 110 kV, puteri între 10.000 şi 190.000 kVA;
- Pentru tensiunea înaltă de 220 kV, puteri între 63.000 şi 400.000 kVA;
- Pentru tensiunea înaltă de 400 kV, puteri între 400.000 şi 630.000 kVA, în unităţi trifazate şi 3×133.300 şi 3×210000 kVA, în grupuri de unităţi monofazate.

În cazul autotransformatoarelor de foarte înaltă tensiune, gama puterilor nominale recomandate este:

- Pentru tensiunea înaltă de 220 kV, puteri între 100.000 şi 200.000 în unităţi trifazate;
- Pentru tensiunea înaltă de 400 kV, puteri între 200.000 şi 630.000 kVA; puterile de 400.000 şi 630.000, putând fi în unităţi trifazate sau în grupuri de trei unităţi monofazate.

Atât pentru transformatoare, cât şi pentru autotransformatoare, putere nominală este diferită convenţional ca putere aparentă la bornele primare în regim nominal.

Regim nominal este caracterizat prin mărimile electrice înscrise de uzina constructoare pe plăcuţa indicatoare şi reprezintă regimul de funcţionare pentru care este destinat să funcţioneze transformatorul sau autotransformatorul.

5.2. Funcţionarea în paralel a transformatoarelor

Funcţionarea în paralel a transformatorului asigură:

- Continuitatea alimentării cu energie electrică a consumatorilor la deconectarea unor transformatoare pentru revizii şi reparaţii;
- Menţinerea unui nivel minim al pierderilor în procesul de transformare, prin modificarea numărului de transformatoare aflate în funcţiune corespunzător sarcinii cerute;
- Creşterea raţională a puterii staţiilor de transformare pe măsura creşterii consumului de energie electrică al receptoarelor alimentate de staţie, prin conectarea în paralel a mai multor transformatoare.

La funcţionarea în paralel a transformatoarelor, înfăşurările primare, respectiv secundare, se conectează la bare comune.

Problema fundamentală care apare la funcţionarea în paralel a mai multor transformatoare, este aceea a repartizării sarcinii între diferitele transformatoare, proporţional cu puterile lor nominale. În cazul conectării în paralel a transformatoarelor, identice ca putere şi construcţie, repartiţia uniformă a sarcinii pe transformatoare se realizează de la sine. În cazul general, însă, se conectează în paralel transformatoare care au puteri nominale diferite şi sunt de construcţii diferite.

Pentru a funcţiona în paralel, aceste transformatoare trebuie să îndeplinească următoarele condiţii:

- Tensiunile nominale primare şi secundare ale transformatoarelor să fie egale, ceea ce atrage egalitatea rapoartelor de transformare;
- Să aparţină aceleiaşi grupe de conexiuni şi să se conecteze în paralel prin bornele de acelaşi nume;

- Să aibă aceleași tensiuni relative de scurtcircuit (nominale), pentru ca sarcinile să se repartizeze proporțional cu puterile nominale ale transformatoarelor;
- Raportul puterilor nominale ale transformatoarelor care se conectează în paralel să fie cel mult 3:1. Această condiție este impusă de considerente de exploatare națională, în limite admisibile ale abaterilor dintre componentele active și respectiv, reactive ale tensiunilor relative de scurtcircuit.

Dacă primele două condiții sunt îndeplinite, atunci tensiunile secundare ale fazelor corespunzătoare transformatoarelor cuplate în paralel la mersul în gol, când înfășurările secundare sunt închise pe bare, vor fi egale ca mărime și fază. Din această cauză, între înfășurările secundare și barele la care sunt legate, nu apare nici un fel de curent în absența sarcinii. Dacă condițiile nu sunt îndeplinite, la mersul în gol va apărea un curent de egalizare în conturul format din înfășurările secundare ale transformatoarelor cuplate în paralel și prin transformare în înfășurările primare.

Dacă acești curenți de egalizare nu au valori prea mari, ca să conducă la avarii, se adună la curenții de sarcină, producând supraîncărcarea unuia dintre transformatoare și descărcarea celuilalt.

Diferențe mici între rapoartele de transformare ale transformatoarelor pot duce la apariția unor curenți de circulație importanți. De exemplu: pentru două transformatoare de aceeași putere, cu aceeași grupă de conexiuni, având tensiunile de scurtcircuit egale cu 5,5%, dar având raporturi de transformare diferind cu 1%, rezultă un curent de circulație de aproximativ 10% din curentul nominal

$$i_c = \frac{0{,}01}{2 \cdot 0{,}005} = 9{,}09.$$

Din această cauză, STAS 17703-67 prevede ca raportul de transformare să nu difere față de valoarea nominală cu mai mult de ±0,5%.

Dacă se conectează în paralel transformatoarele, având grupe de conexiuni diferite, curentul de circulație ia valori mari, de ordinul de mărime al curentului de scurtcircuit, la tensiunea nominală, chiar la diferență de un indice de grupă.

Condiția aceleași grupe de conexiuni pentru cuplarea în paralel a transformatoarelor este strict obligatorie.

5.3. Reglarea tensiunii transformatorului

În condițiile de exploatare a instalațiilor electrice, apare necesitatea menținerii unei tensiuni, cât mai constante la consumatori. Rezolvarea acestei probleme se realizează prin reglarea tensiunii transformatorului.

Principiul reglării tensiunii la transformator constă în modificarea raportului de transformare:

$$K = \frac{U_1}{U_2} = \frac{W_1}{W_2}$$

Prin modificarea numărului de spire.

Dacă tensiunea U, de alimentare a transformatorului se consideră constantă, atunci, se poate obține o creștere a tensiunii U_{20}, fie prin reducerea numărului de spire W_1, fie prin creșterea numărului de spire W_2. În aceleaşi condiţii se poate obţine o reducere a tensiunii U_{20}, fie prin sporirea numărului de spire W_1, fie prin scăderea numărului de spire W_2.

În practică, modificarea raportului de transformare se face prin comutarea unor prize prevăzute pe una din înfăşurările transformatorului (de regulă pe înfăşurarea de înaltă tensiune, caz în care soluţia reglării este mai avantajoasă, prizele fiind străbătute de curenţi mai mici şi comutatorul mai slab dimensionat).

Toate transformatoarele de distribuţie până la 1.600 kVA sunt prevăzute cu reglaj fără tensiune de ±5%, realizat prin trei prize scoase la înfăşurarea de înaltă tensiune. La puteri mari se prevăd cinci prize de reglaj fără tensiune, care permit obţinerea tensiunii nominale şi a treptelor de ±2,5% şi ±5%.

Varietatea schemelor de legături la comutatoarele de reglaj fără tensiune depinde de:

- Conexiunea înfăşurării reglate;
- Nivelul de tensiune al înfăşurării;
- Locul prizelor de reglaj în înfăşurare;
- Modul de conectare a prizelor de reglaj.

Schimbarea prizei de reglaj fără tensiune se face relativ rar, atunci când se constată o variaţie importantă a sarcinii în reţea, de pildă, toamna sau primăvara, şi ea se efectuează la o oră când transformatorul poate fi deconectat pentru scurt timp.

Reglarea tensiunii sub sarcină se prevede numai la transformatoare de putere mare, de obicei de interconexiune sau de transport, care are domenii de reglare de ±10%; 15%; ±16%; ±20%; adică ±9% × 1,25%; 12 × 1,25%; 9 × 1,78%; 12 × 1,78%.

Pentru reglarea tensiunii sub sarcină se utilizează comutatoare speciale (de reglaj sub sarcină), care comută prizele în funcţionarea transformatorului, fără a întrerupe curentul în înfăşurări, limitând totodată curenţii din circuitele de comutaţie.

Schema electrică de legătură a comutatorului de reglare a tensiunii sub sarcină este mult mai complexă decât a comutatorului de reglaj fără tensiune şi depinde de faptul dacă pentru limitarea curentului în treptele de reglaj, se intercalează rezistenţe sau bobine de inducţie la trecerea de la un contact la altul, sau se utilizează dubla reglare pe două ramură în paralel ale înfăşurării.

Reglarea tensiunii sub sarcină se face frecvent pentru menţinerea nivelului de tensiune într-un interval dat şi pentru comanda circulaţiei de puteri în sistemul interconectat. Reglajul tensiunii în sarcină este simbolizat prin litera S (a patra în prima grupă de litere care simbolizează tipul transformatorului).

5.4 Încălzirea şi răcirea transformatorului

Pierderile de energie care însoţesc funcţionarea transformatorului apar sub formă de căldură şi acesta se încălzeşte. Ceea ce limitează şi totodată defineşte puterea transformatorului este temperatura limită pe care el nu trebuie să o depăşească. Această temperatură este fixată de norme prin condiţia ca încălzirea peste mediul ambiant să nu treacă de 70^0C pentru înfăşurarea transformatorului, de 75^{0}C pentru miez (pe suprafața acestuia) și de 60^{0}C pentru ulei (în straturile superioare), dacă răcirea se face în ulei.

Aceste supraîncălziri se înțeleg la o temperatură maximă a mediului ambiant (aerul) de 35^{0}C. Prin urmare, rezultă următoarele temperaturi limită în ^{0}C:

- Pentru înfășurare (temperatură stabilită prin măsura rezistenței) 105;
- Pentru miezul de fier (pe suprafața acestuia) 95.

Dacă se respectă aceste temperaturi, se evită o îmbătrânire accelerată a izolației transformatorului și aceasta poate funcționa, în mod sigur, timp de 10-20 de ani.

La transformatoare uscate se admite o supraîncălzire maximă a înfășurărilor și a miezului față de aer, de 60^{0}C, când temperatura aerului nu depășește +25^{0}C.

În comparație cu mașinile electrice rotative, transformatorul fiind un aparat static, problema răcirii sale este mai dificilă și necesită soluții mai complicate.

Răcirea transformatorului este asigurată prin:

a) Răcire naturală în aer;

b) Răcire în ulei, care poate fi naturală sau forțată.

- ***Răcirea naturală în aer.*** La transformatoarele de putere redusă, suprafețele înfășurărilor și ale circuitului magnetic rezultate din construcție, sunt destul de mari pentru a asigura răcirea necesară, astfel a temperaturile respective să nu depășească temperaturile limită fixate prin norme. Asemenea transformatoare funcționează direct în aerul ambiant și se răcesc, în mod natural, prin și prin convecția produsă de circulația naturală a straturilor de aer.

Transformatoarele din această categorie se numesc transformatoare uscate.

Pe măsură ce puterea transformatorului crește, pierderile cresc aproximativ proporțional cu greutatea sa sau cu cubul dimensiunilor sale liniare, pe când suprafețele sale de răcire cresc proporțional cu pătratul acestor dimensiuni.

Prin urmare, pierderile cresc cu mult mai repede decât suprafețele de răcire obținute prin construcție și de la o anumită putere înainte aceste suprafețe sunt insuficiente pentru a asigura răcirea transformatorului uscat.

- ***Răcirea în ulei.*** Marea majoritate a transformatoarelor se construiesc cu răcire în baie de ulei: uleiul se asigură o evacuare intensă, prin convecție, a căldurii din înfășurări și din miezul transformatoarelor.

Într-o asemenea construcție transformatorul se scufundă într-o cuvă de oțel umplută cu ulei. Datorită diferențelor de temperatură din interiorul cuvei, uleiul circulă printre organele transformatorului, se încălzește în contact cu spirele înfășurărilor și cu miezul de fier și duce cu el căldura primită, pe care o cedează mediului ambiant prin pereții cuvei sau a dispozitivului de răcire a transformatorului. În modul acesta, se creează automat un curent de circulație continuă a uleiului, cu atât mai intens cu cât uleiul este mai încălzit, care transportă căldura spre pereții cuvei sau a dispozitivelor de răcire.

Pentru ca toate părțile calde ale transformatorului să poată transmite caloriile lor uleiului. Se amenajează între înfășurarea interioară și miezul coloanei și între cele două înfășurări, canale de răcire, astfel dimensionate încât să permită o bună circulație a uleiului .În afară de aceasta, între bobinele înfăşurărilor se prevăd intervale de răcire al căror număr se fixează în raport cu puterea transformatorului.

Activarea răcirii transformatorului cu ajutorul uleiului se datorează marii capacităţi a uleiului de a absorbi şi de a ceda un număr ridicat de calorii în unitatea de timp şi pe unitatea de suprafaţă de contact între el şi transformator, respectiv între el şi suprafeţele de răcire ale cuvei sau ale dispozitivului de răcire al transformatorului.

- ***Încălzirea uleiului în transformator.*** După cum am arătat, încălzirea maximă admisibilă a uleiului este de 60° C peste temperatura standard de 35°C a aerului ambiant. Cercetări experimentale au arătat că raportul dintre încălzirea maximă şi cea medie a uleiului este cuprins între 1,25 şi 1,50 la transformatoare cu răcire naturală în ulei şi între 1,10 şi 1,20, la cele cu circulaţia forţată a uleiului.

În aceste condiţii, se poate admite, pentru primul procedeu de răcire, o încălzire medie a uleiului, în regim permanent $\theta_{u\ med} = 40^0 C$, iar pentru cel de-al doilea procedeu, $\theta_{u\ med} = 50^0 C$.

- ***Uleiul de transformator.*** Pe lângă rolul de a asigura transformatorului o bună răcire, uleiul îl are şi pe acela de a-i asigura o perfectă izolaţie. Graţie acestei proprietăţi, s-au putut ridica tensiunile transformatorului la peste 500 kV.

Uleiul prezintă, în primul rând, o mare rezistenţă la străpungere. Fiind fluid, şi această fluiditate crescând o dată cu temperatura de funcţionare, el umple toate spaţiile libere ale transformatorului, sporind pretutindeni izolaţia. Pe lângă aceasta, dacă într-un punct oarecare izolaţia cedează, uleiul intervine stingând imediat şi umplând locul respectiv, care altfel, ar rămâne neizolat. Uleiul are proprietatea de a prezerva complet materialele izolante, ale transformatorului contra umezelii, inamicul cel mai important al izolaţiilor. Pentru a corespunde acestor sarcini, uleiul de transformator trebuie să satisfacă următoarele condiţii:

- Să fie complet deshidratat, un conţinut de apă de 0,01%, reducându-i rezistenţa la străpungere la o optime;
- Temperatura de inflamare să fie sensibil superioară temperaturii de regim a transformatorului şi uleiul să prezinte, la această din urmă temperatură, o evaporare cât mai redusă;
- Să aibă un punct de congelare (de sleire) cât mai scăzut, adică să prezinte o vâscozitate satisfăcătoare;
- Să fie cât mai curat, adică să nu conţină substanţe în suspensie, impurităţi mecanice, acizi, baze, sulf, etc.;
- Să nu depună gudroane.

Uleiurile minerale rafinate cu densitatea la 15°C între 0,85 şi 0,92, obţinute prin distilarea păcurii, corespund perfect acestor cerinţe şi sunt singurele care se întrebuinţează pe scară largă, în exploatarea transformatoarelor. Condiţiile tehnice şi metodele de analiză ale uleiurile minerale de transformator sunt fixate prin 811 – 49.

Alături de avantajele descrise, uleiul de transformator prezintă dezavantajul că este inflamabil, are o stabilitate chimică satisfăcătoare şi dă, prin descompunere, produse explozive.

Inflamabilitatea uleiului de transformator este periculoasă, îndeosebi în instalațiile transformatorului din mine, întreprinderi industriale, clădiri publice, metropolitane, vase de navigație și în alte spații închise.

O dată echilibrul termic al transformatorului stabilit, întreaga căldură produsă în transformator este transmisă aerului ambiant prin suprafața exterioară a cuvei de ulei și prin dispozitivele speciale de răcire a transformatoarelor.

Cuva reprezintă deci, un element important în procesul de răcire a acestora. Cuvele transformatoarelor se construiesc astfel:

a) Cu pereți netezi;
b) Cu pereți ondulați;
c) Cu țevi de răcire;
d) Cu radiatoare.

5.5. Exploatarea transformatorului

Exploatarea transformatoarelor și autotransformatoarelor de putere se face în:

- Instalații cu personal permanent în tură sau la domiciliu;
- Instalații fără personal.

Deconectarea transformatoarelor echipate cu întrerupătoare automate pe ambele părți se face, de regulă, mai întâi pe partea sarcinii și după aceea pe partea alimentării.

În cazul în care întrerupătorul este numai pe una din părți, se va deconecta întâi aceasta. La conectare, operațiile se fac în ordine inversă.

Transformatoarele de rezervă trebuie să se pună în funcție, în mod special, cel puțin o dată pe lună, dacă în acea lună nu au fost puse sub tensiune.

Comutarea ploturilor se face în raport cu sistemul de comutare cu care este înzestrat transformatorul: fără tensiune, sub sarcină, manual sau automat; se va evita comutarea automată pe ploturile extreme. Condițiile de lucru ale comutatorului de trebuie să fie specificate detaliat în prescripțiile fabricii constructoare.

După funcționarea protecției de gaze, transformatorul se va pune în funcțiune numai dup ce, pe lângă celelalte verificări, s-a făcut și controlul vizual exterior al comutatorului de ploturi.

Dacă temperatura uleiului în transformator este sub –10°C, este interzisă comutarea comutatorului de ploturi.

La un transformator căruia i s-a filtrat sau înlocuit uleiul este necesar ca, după punerea în funcțiune, să se controleze din două în două ore releul de gaze, pentru a se scoate aerul care se strânge. Se vor face verificări pentru a se constata dacă în releu există aer și nu gaze.

La transformatoarele de peste 140 MVA și de la 110 kV (inclusiv) în sus, se recomandă ca transformatorul conectat pe partea de înaltă tensiune, după probele de dare în exploatare, să fie lăsat în funcționare sub tensiune, în gol, timp de 24 de ore, cu controlul asupra gazelor în releul Buchholtz, asupra funcţionării corecte a sistemului de răcire, valorii temperaturii, etanşeităţii cuvei, trecerilor izolante, zgomotului, etc.

Înfăşurările transformatoarelor cu izolaţie degresivă trebuie să funcţioneze cu neutrul legat direct la pământ sau cu neutrul protejat printr-un descărcător cu rezistenţă variabilă corespunzător regimului de funcţionare stabilit de treapta de conducere operativă.

Sarcina maximă de lungă durată a unui transformator la o temperatură ambiantă de peste +35°c este determinată de temperatura maximă a uleiului.

Ventilaţia forţată va fi pusă în funcţiune la atingerea unei temperaturi de 55°C a uleiului în straturile superioare, precum şi la depăşirea curentului nominal, indiferent de temperatura uleiului.

Instalaţia de răcire a transformatoarelor cu răcire forţată cu apă va fi ţinută în funcţiune, indiferent de mărimea sarcinii cu care este încărcat transformatorul.

Personalului de exploatare îi revine sarcina de a verifica următoarele:

- Curentul primar şi curentul secundar;
- Tensiunea primară şi tensiunea secundară;
- Temperatura uleiului (buna funcţionare a termocopiei, dacă transformatorul este prezent cu termocopie);
- Semnalizările releelor de protecţie, inclusiv ale releului de gaze;
- Etanşeitatea cuvei;
- Temperatura mediului ambiant la transformatoarele din încăperi;
- Nivelul şi culoarea uleiului din transformatori şi izolatoarele de trecere;
- Starea dispozitivelor de blocare antiseismică;
- Starea celulelor şi a echipamentului din celule;
- Starea îngrădirilor şi a inscripţionărilor.

Personalul de exploatare urmăreşte executarea, în termen, a tuturor probelor şi verificărilor în exploatare, executarea la termen a lucrărilor de întreţinere la transformatoare şi la celulele şi instalaţiile aferente transformatoarelor.

În exploatarea transformatoarelor electrice de la 5 MVA în sus, funcţionând în paralel, se va aplica programul de funcţionare stabilit pentru condiţiile mersului economic, cu condiţia existenţei şi a bunei funcţionări a instalaţiei automate a rezervei.

În timpul exploatării se execută următoarele lucrări de întreţinere curentă:

- Înlocuirea de siguranţe la transformatoarele protejate prin siguranţe (înlocuirea se face cu transformatoarele deconectate de la reţea şi cu instalaţiile legate la pământ);
- Măsurători de sarcină şi tensiune în conformitate cu reglementările în vigoare;
- Dacă sub transformatoarele montate în exterior există un pod de piatră, afânarea şi greblarea periodică a acestuia, pentru a permite scurgerea şi depistarea scurgerii uleiului;
- Verificarea fundaţiilor şi a îngrădirilor;
- Punerea la punct a dispozitivelor de închidere şi încuiere;
- Completarea cu cerneală a aparatelor înregistratoare;
- Înlocuirea silicagelului.

Personalul de exploatare are sarcina de a menține starea de curățenie în stații de transformare, de a înlătura orice obstacol care ar împiedica accesul pentru verificarea instalațiilor, de a menține în stare de funcționare mijloacele de stins incendiu.

5.6. Remedieri în exploatare

Orice funcționare anormală constatată (scurgeri de ulei, încălzire peste limitele admise, zgomot anormal, etc.) trebuie anunțată imediat treptei operative cu autoritate de decizie, notându-se totodată cele constatate în jurnalul operativ de tură.

Dacă temperatura uleiului crește, personalul de exploatare este obligat să cerceteze mai întâi cauzele creșterii temperaturii, luând măsurile de remediere. În acest scop, se vor cerceta:

- Încărcarea transformatorului și temperatura corespunzătoare acelei încărcări;
- Indicațiile termometrelor și buna funcționare a acestora;
- Funcționarea instalațiilor de răcire, starea bateriilor de răcire, funcționarea corectă și starea electroventilatoarelor.

În cazul semnalizărilor releului de gaze (Buchholtz), se va avea în vedere faptul că această semnalizare poate fi datorată următoarelor cauze:

- Bule de aer în ulei, pătrunse în timpul filtrării sau prin neetanșeități la transformatorul cu circulație forțată a uleiului;
- Lipsă de ulei, datorită schimbării condițiilor de temperatură a mediului exterior sau scurgerilor de ulei;
- Defecțiuni mici în transformator, care produc arc electric de scurtă durată;
- Debitarea transformatorului pe scurtcircuit, producând astfel gaze prin încălzire bruscă;
- Defecțiuni în circuitul electric al semnalizărilor releului de gaze;
- Defecțiuni în circuitul magnetic;
- Scurtcircuit în interiorul transformatorului.

În cazul în care releul de gaze semnalizează și apoi, imediat, declanșează, se vor presupune următoarele:

- Defecte în interiorul transformatorului, cu degajare intensă de gaze, în special când este însoțită și de scădere tensiunii;
- Scurgere importantă de ulei;
- Cantitate mare de aer rămasă în ulei sub formă de bule, la filtrarea uleiului;
- Defectarea circuitelor electrice ale releului de gaze.

În cazul în care se produce declanșarea comandată a releului de gaze fără semnalizare prealabilă, se pot face următoarele presupuneri:

- Defectarea circuitelor secundare ale releului de gaze;
- Defect la semnalizare și apariția unui defect în transformator.

În cazul semnalizării releului de gaze (Buchholtz) cercetarea inflamabilității gazelor se face prin prelevarea de gaze în truse de prelevare a probelor de gaze la transformatoare, supunerea lor la analiză chimică într-un laborator de specialitate, sau în lipsa acestei posibilităţi se prelevă gaz într-un balon de sticlă transparentă şi se aprinde într-un loc lipsit de curenţi de aer.

Pentru determinarea cauzei care a provocat acţionarea releului se vor aprecia:

- Cantitatea de gaze, aceasta indicând amploarea şi gravitatea defectului;
- Culoarea gazului; gazul incolor care nu arde este datorat aerului degajat din ulei;
- Inflamabilitatea gazului; gazul care arde indică un defect interior în transformator.

La deconectarea automată a transformatoarelor se va proceda astfel:

- Se verifică toate releele, stabilind ce protecţie a lucrat şi în ce condiţii (timp de lucru);
- Se cercetează eventualele cauze externe care ar fi putut produce declanşarea (scurtcircuite în reţea, supraîncărcarea transformatorului, curenţi de circulaţie, defecte în instalaţii de protecţie);
- Se cercetează dacă transformatorul nu are semne vizibile de avarie.

În cazul în care declanşarea se datorează unei cauze externe, transformatorul se poate pune sub tensiune.

În cazul în care nu s-a putut constata cauza declanşării, cu aprobarea conducătorului ierarhic superior, transformatorul poate fi pus în funcţiune dacă sunt îndeplinite simultan următoarele condiţii:

- Gazele nu sunt inflamabile;
- Transformatorul şi comutatorul nu prezintă semne vizibile de avarie;
- Declanşarea a fost comandată numai de una din protecţiile contra defectelor interne.

Defecţiuni în funcţionarea transformatorului şi modul de acţionare a personalului de exploatare

Nr. crt.	Defecţiunea constatată	Modul de intervenţie a personalului de exploatare
1.	Încălzirea anormală şi creşterea temperaturii în condiţii normale de răcire	Se va scoate de sub tensiune transformatorul în următoarele condiţii (dacă instalaţia de răcire şi instalaţia de măsurare a temperaturii sunt în bună stare); • Temperatura uleiului este cu 10°C mai mare decât temperatura admisă; • Temperatura creşte rapid, cu toate că sarcina transformatorului nu variază; • În afară de creşterea temperaturii, apar şi alte probleme periculoase, zgomot, semnalizarea releului de gaze, oscilaţii ale acului ampermetrului, etc.
2.	Scurgeri de ulei	Se va scoate de sub tensiune transformatul numai dacă uleiul a scăzut sub limita admisă;
3.	Împroşcarea cu ulei (jet de ulei) din conservator sau explozia diafragmei tubului de expandare a gazelor	Se scoate de sub tensiune transformatorul.
4.	Schimbarea	Se scoate de sub tensiune transformatorul în următoarele cazuri:

	zgomotului în transformator	• În interiorul cuvei se aude un zgomot de gâlgâit, descărcări sau pocnitori; • În afară de creşterea zgomotului se observă şi creşterea temperaturii uleiului; • Oscilaţii la acul ampermetrului sau alte fenomene care indică pericolul defectării.
5.	Supraîncărcarea transformatorului peste sarcina admisă	• Punerea în funcţiunea transformatorului de rezervă; • Decontarea unei părţi din consumatori, în ordinea stabilită prin instrucţiunea tehnică internă.
6.	Deficienţe la instalaţia de răcire	• Se separă instalaţia dacă acest lucru este posibil cu transformatorul în funcţiune; • Se pune în funcţiune transformatorul de rezervă sau se deconectează consumatorii; • Se scoate de sub tensiune transformatorul, dacă nu pot fi respectate condiţiile admise prin măsurile de mai sus.
7.	Tensiunea prea mare sau prea mică	Se va raporta la treapta operativă cu atribuţii de decizie, la comanda căreia se vor executa operaţiile de reglare a tensiunii; în cazul reglajului automat se va anunţa şi unitatea PRAM, care exploatează instalaţii de automatizare.
8.	Semnalizarea releului de gaze Buchholtz	• Se repune sub tensiune transformatorul de rezervă şi se deconectează transformatorul care a semnalizat prin releul de gaze, dacă există transformator de rezervă; • Dacă nu există transformator de rezervă, se va deconecta transformatorul care a semnalizat numai în unul din următoarele cazuri: - Se observă, în timpul semnalizării releului creşterea anormală a temperaturii, schimbarea zgomotului în transformator sau oscilaţii anormale ale sarcinii pe transformator; - Transformatorul se scoate de sub tensiune obligatoriu, în cazul în care, pentru controlul gazelor sub tensiune, nu pot fi respectate N.P.M; - Dacă la analiză gazele nu sunt inflamabile şi se stabileşte că semnalizarea nu se datorează unei cauze legate de calitatea uleiului, se determină prin analiză de laborator, punctul de inflamabilitate al uleiului, şi dacă acest punct cu mai mult de 5°C se scoate de sub tensiune transformatorul pentru revizie.
9.	Deconectarea automată (prin protecţie) a transformatorului	Transformatorul nu se supune sub tensiune decât după ce se stabileşte că defecţiunea nu este în interiorul transformatorului.
10.	Topirea de siguranţe fuzibile pe partea de înaltă tensiune	• Se scoate de sub tensiune transformatorul; • Se cercetează cauza topirii siguranţelor şi se înlătură; • Se înlocuiesc fuzibilele la siguranţele arse cu fuzibile calibrate

		corespunzător; • Se pune transformatorul sub tensiune numai dacă se constată că defectul nu este interior.
11.	Apariţia de fisuri la izolatoare, descărcări electrice sau conturnări la izolatoare	Se scoate de sub tensiune transformatorul dacă se observă fisuri sau străpungeri la izolatoare, precum şi în cazul în care se observă emisiile de radiaţii luminoase la un singur izolator.
12.	Defectarea pompei de circulaţie a uleiului	• Se pune în funcţiune pompa de rezervă; • Se pune în funcţiune de rezervă dacă nu există pompă de rezervă; • În cazul când le nu există pompă sau transformator de rezervă, se scoate de sub tensiune transformatorul.
13.	Incendiu	• Se aduce transformatorul în stare separat vizibil; • Se cheamă pompierii; • Se deconectează toate instalaţiile afectate de incendiu; • Se acţionează conform instrucţiunilor P.S.I

5.7 Transformatorul de curent

Transformatoare de curent au rolul de a schimba într-un raport dat, valoarea curentului care parcurge înfăşurarea primară. Înfăşurarea primară se conectează în serie cu circuitul şi se compune dintr-un număr mic de spire, chiar până la una singură; înfăşurarea secundară se compune dintr-un număr mai mare de spire, de secţiune corespunzătoare curenţilor care o străbat.

Caracteristicile tehnice ale transformatoarelor de curent sunt următoarele:

- *Curentul primar nominal* I_{1n} este curentul primar pentru care este determinat regimul nominal de funcţionare. Poate avea una din valorile;5; 10; 15;20; 30; 40; 50; 75 A, precum şi multiplii zecimali ai acestor valori.
- *Curentul secundar nominal* I_{2n} reprezintă curentul secundar pentru care este determinat regimul nominal de funcţionare şi poate avea una din valorile 1 sau 5 Amperi.
- *Tensiunea maximă de lucru* U_m reprezintă valoarea efectivă cea mai mare a tensiunii între faze, la care transformatorul de curent poate funcţiona în regim de lungă durată, în condiţii normale de funcţionare.
- *Raportul de transformare nominal* K_n este raportul dintre curentul primar nominal şi curentul secundar nominal

$$K_n = \frac{I_{1n}}{I_{2n}}$$

Acesta este înscris de fabrica constructoare pe plăcuţa indicatoare a transformatorului.

- *Eroare de curent (eroare de raport)* ε_i este eroarea pe care transformatorul o introduce la măsurarea curentului.

Eroarea este exprimată prin relația:

$$\varepsilon_i = \frac{K_n I_2 - I_1}{I_1} \cdot 100[\%]$$

în care,

K_n este raportul de transformare nominal;

I_2 este curentul secundar corespunzător la I_1.

I_1 este curentul primar.

- *Eroarea de unghi δ_i* este unghiul de defazaj dintre vectorul curentului primar şi curentul secundar. Eroarea de unghi se consideră pozitivă atunci când vectorul curentului secundar este defazat înainte față de vectorul curentului primar, se exprimă, de regulă, în minute.
- *Clasa de precizie* reprezintă notarea convențională a limitelor erorilor pe care transformatorul de curent trebuie să le respecte în condițiile date.
- *Sarcina secundară Z_2* este impedanța circuitului secundar cu indicarea factorului de putere.
- *Sarcina secundară nominală Z_{2n}* este sarcina secundară pentru care sunt garantate condițiile de precizie şi funcționare ale transformatorului de curent Z_2 şi Z_{2n} se exprimă în ohmi.
- *Creşterea nominală secundară S_{2n}* este puterea absorbită de sarcina secundară nominală în regim nominal de funcționare şi este dată de expresia: $S_{2n} = Z_{2n} I^2_n$.
- *Curentul primar nominal de saturație I_{1sn}* reprezintă valoarea maximă a curentului primar pentru care eroarea de curent a transformatorului la sarcină nominală şi la cosφ = 0,8 este 5% sau 10%.
- *Curentul secundar nominal de saturație I_{2sn}* este curentul secundar corespunzător curentului primar nominal de saturație. Se defineşte coeficientul de saturație n ca fiind raportul $\frac{I_{1ns}}{I_{2ns}}$, acesta se înscrie pe plăcuțe indicatoare a transformatorului de curent.
- *Stabilitatea termică* defineşte capacitatea transformatorului de curent de a suporta acțiunea termică a curenților de scurtcircuit, în decursul unui interval de timp. Se exprimă prin curentul maxim garantat pentru care este asigurată stabilitatea termică de 1 secundă, înfăşurările secundare fiind scurtcircuitate.
- *Stabilitate dinamică* defineşte capacitatea transformatorului de curent de a rezista la acțiunea mecanică a curenților de scurtcircuit care trec prin înfăşurările sale.

Erorile de curent şi unghi cresc cu cât curentul primar este mai mic în raport cu curentul primar nominal.

Transformatoarele de curent au două regimuri de funcționare şi anume: regimul normal de funcționare şi regimul de supracurent, când funcționează la suprasarcină sau când în rețea există un regim de avarie.

Precizia transformatorului de curent în funcționare normală este determinată de clasa de precizie, iar în regim de supracurent este determinată de coeficientul de saturație sau de caracteristica de supracurent. Caracteristica de supracurent reprezintă relaţia dintre curentul primar în regim de funcţionare de supracurent.

Transformatoarele de curent se clasifică după următoarele criterii:

a) După principiul constructiv:
   - Cu circuit magnetic închis;
   - Cu circuit magnetic deschis;
   - Cu circuit magnetic în aer.

b) După tensiunea de izolaţie:
   0,5 (3); 6; 10; (15); 20; (25); 30; (35); (60); 110; 220; 400 kV;

c) După curentul primar nominal: 5; 10; (12,5); 15; 20; (25); 30; 40; 50; 75 A, şi multipli zecimali ai acestor valori;

d) După curentul secundar nominal: 1 şi 5A;

e) După clasa de precizie la cele cu secundarul pentru măsură: 0,1; 0,2; 0,5; 1; 3; 5;

f) După clasa de precizie la cele cu secundarul pentru protecţie: 5P; 10P;

g) După puterea nominală: 1; (1,25), 1,5; 2,5; 5; 10; 5; (20); 30; (45); (50); 60; 90 VA;

a) După locul de montaj: în instalaţii interioare şi exterioare;

b) După felul izolaţiei de bază: în porţelan; în răşină; în ulei;

c) După modul de montare: transformatoare de curent de tip suport şi transformatoare de curent tip trecere;

d) După construcţia înfăşurării primare: transformatoare de curent cu înfăşurare monospirală şi transformatoare de curent cu înfăşurarea multispirală;

e) După posibilitatea de comutare a înfăşurării primare sau secundare:
   - Cu înfăşurarea primară sau secundară necomutabilă;
   - Cu înfăşurarea primară sau secundară comutabilă;
   - În două sau mai multe trepte;

f) După numărul înfăşurărilor distincte, cu o înfăşurare, cu două sau mai multe înfăşurări.

În ceea ce priveşte transformatoarele cu izolaţie de bază în ulei, ele pot fi:

- Cu respiraţie liberă, când uleiul din cuva transformatorului sau carcasa izolantă este în contact direct cu aerul atmosferic;
- Etanşe, când uleiul din cuva transformatorului sau carcasa izolantă nu este în contact direct cu aerul atmosferic, etanşeitatea fiind realizată cu un burduf sau cu o membrană din cauciuc, care preia variaţiile de volum ale uleiului din interior;
- După tensiunea nominală de funcţionare:
   - joasă tensiune;
   - medie tensiune;
   - înaltă tensiune.

Transformatoarele de curent de joasă tensiune

Aceste transformatoare sunt de tipul:

CIS, CIT, CIRS, CIRT, CTTi, CITu, CITo, CIBo - 0,5 kV, al căror simboluri sunt prezentate în figura 5.7.1.

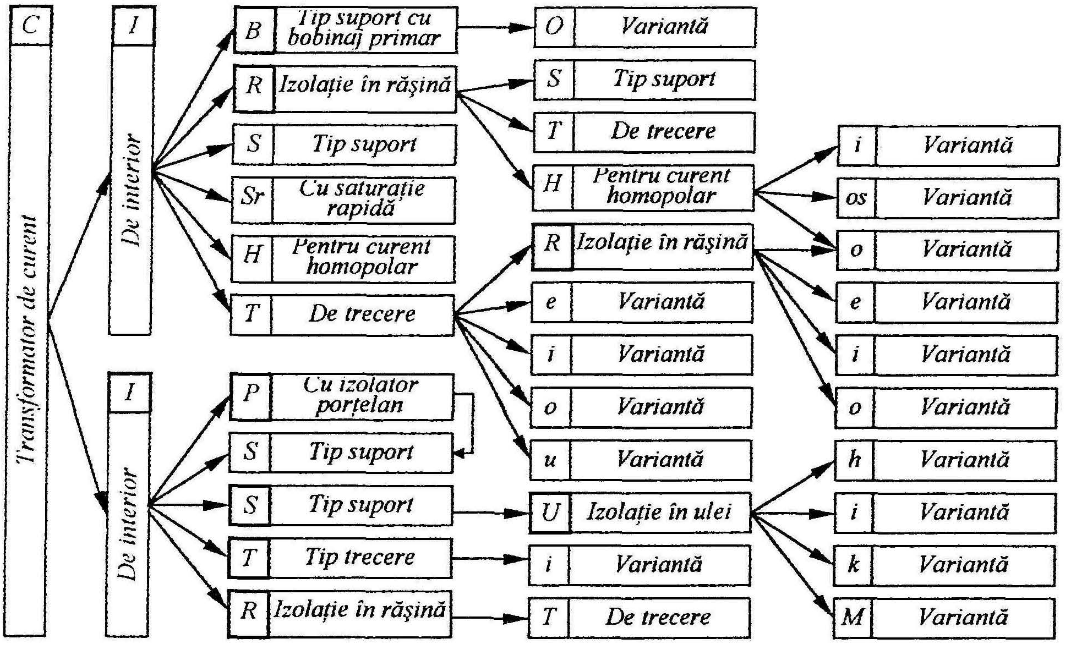

C
Transformator de curent
I
De interior
B
Tip suport cu bobinaj primar
R
Izolație în rășină
S
Tip suport
Sr
Cu saturație rapidă
H
Pentru curent homopolar
T
De trecere
I
De interior
P
Cu izolator porțelan
S
Tip suport
S
Tip suport
T
Tip trecere
R
Izolație în rășină
O
Variantă
S
Tip suport
T
De trecere
H
Pentru curent homopolar
R
Izolație în rășină
e
Variantă
i
Variantă
o
Variantă
u
Variantă
U
Izolație în ulei
i
Variantă
T
De trecere
i
Variantă
os
Variantă
o
Variantă
e
Variantă
i
Variantă
o
Variantă
h
Variantă
i
Variantă
k
Variantă
M
Variantă

Figura 5.8.1 *Schema formării simbolurilor la transformatoarele de măsură*

Literele mici au următoarea semnificație:

u – montaj direct pe cablu de forță;

o – montaj tip șaibă în circuitul primar cu bare rigide plate;

i – montaj direct în circuitul primar cu bare dreptunghiulare

Transformatoarele se compun din următoarele părți principale: circuitul magnetic, înfășurarea secundară, înfășurarea primară, la unele tipuri (CIS, CIRS, CIBo), carcasa electroizolantă.

Izolația acestor transformatoare este realizată din material plastic la tipurile CIS, CIT, CITu, CITo, CITi, CIBo sau din rășină electroizolantă turnată la tipurile CIRS, CIRT.

Transformatoare de curent de medie tensiune

Aceste transformatoare pot fi cu izolație în rășină electroizolantă turnată sau în ulei.

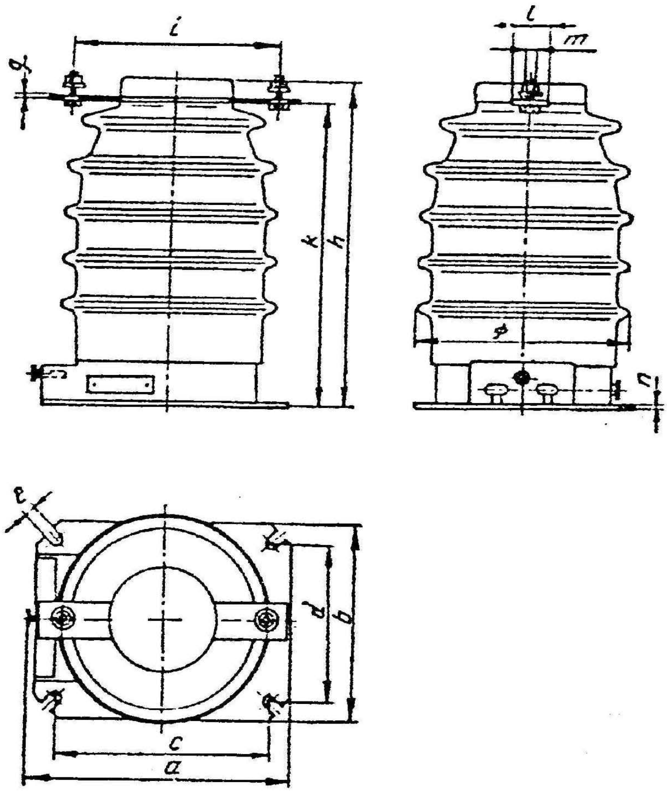
Transformatoarele cu izolația în rășină electroizolantă sunt de tipul: CIRS, CIRTo, CIRTo5, CIRTi – 10; 20; 35 kV și CIRT – 10; 20 kV, ale căror simboluri sunt prezentate în fig.

Transformatoarele se compun din câte două înfășurări secundare, fiecare pe câte un miez magnetic și din înfășurarea primară. Aceste transformatoare au izolația dintre înfășurări și piesele legate la masă din rășină turnată. Constructiv, transformatoarele de curent de joasă și medie tensiune au înfășurarea primară monospirală. La aceste transformatoare conductorul înfășurării primare trece o singură dată prin circuitul magnetic.

Înfășurarea primară poate fi o tijă care să fie o parte constructivă a transformatorului de curent, o bară a instalației electrice sau partea conductoare de curent a unui izolator de trecere. Aceste transformatoare sunt constructiv simple, cu dimensiuni de gabarit şi greutate mică, având o bună stabilitate termică şi dinamică.

Unele transformatoare de curent de joasă şi medie tensiune au înfăşurarea primară multispirală. Aceste transformatoare au o precizie în măsura mai mare, iar puterile secundare au o valoare însemnată. Din această categorie intră transformatorul CIRS - 20 kV, reprezentat în fig. 5.7.2.

Figura 5.7.2 *Transformatoare de curent tip CIRS 10; 20; 35 kV;*



Varianta	Dimensiuni [mm]													Greut.
	a	b	c	d	e	ϕ	g	h	i	k	l*	m*	n	[kg]
CIRS – 10	266	196	220	160	13	204	5	255	200	225	40	12	5	14
CIRS – 20	286	216	234	174	13	210	5	358	220	328	40	12	5	22
CIRS – 35	314	244	256	195	16	258	5	445	220	415	40	12	5	36

l* = 50 mm la 2 x 400 A

m* = M16 la 2 x 400 A

Transformatorul de curent de înaltă tensiune tip CESU - 110 kV

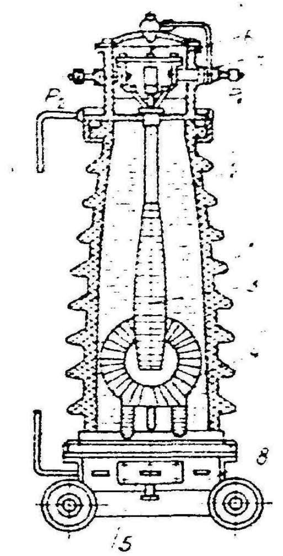


Figura 5.7.3 *Secțiune printr-un transformator de curent tip CESU 110 kV*

Este un transformator cu izolație în ulei. Izolația de înaltă tensiune, formată din hârtie electroizolantă este uscată și impregnată sub vid, apoi cufundată - împreună cu izolația de joasă tensiune - în ulei electroizolant. Înfășurarea primară este comutabilă în raportul 1: 2, pentru gama standardizată a curenților de 50 ..... 600 A, iar pentru curentul primar de 1250 A, înfășurarea este necomutabilă.

În fig. 5.7.3. este reprezentată o secțiune printr-un transformator de curent, cu înfășurare multiplă în cuvă de porțelan, cazul transformatorului tip CESU – 110 kV.

Transformatorul se compune dintr-un izolator de porțelan (1), care constituie și cuva transformatorului. Înfășurarea primară (2), împreună cu miezurile magnetice și înfășurările secundare (4), au forma cifrei opt. Transformatorul este umplut cu ulei electrizant (8). Pe capacul metalic se află bornele primare P_1 și P_2, scoase în exteriorul transformatorului prin izolatoarele de trecere F, indicatorul nivelului uleiului. În interiorul corpului se găsește un dispozitiv de comutație (6) al înfășurării primare, care permite conectarea în serie sau în paralel a secțiunilor înfășurări primare. Dispozitivul de comutare este realizat prin plăcuțe (eclise) care fac legătura între bornele primare, ca în fig. 5.7.4. și 5.7.5.

Bornele secundare se află amplasate într-o cutie (5), dispusă pe peretele lateral (8) al căruciorului. În fig. 5.7.6. este prezentată o vedere a transformatorului tip CESU – 110 kV.

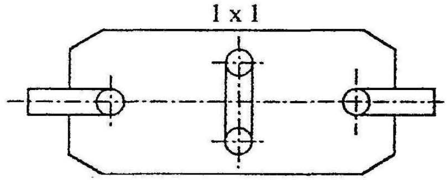


Figura 5.7.4 *Dispozitiv de comutare cu eclise a înfășurării primare la transformatoarele de curent (conexiune serie)*

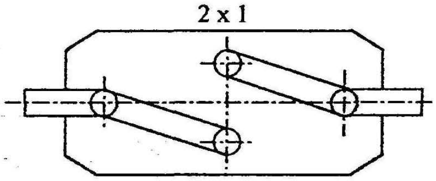


Figura 5.7.5 *Dispozitiv de comutare cu eclise (conexiune paralel)*

Transformatoare de curent pentru componenta homopolară

Se compun dintr-un miez magnetic pe care se află înfășurarea secundară. Transformatoarele sunt de tipul CIRHi, CIRHo, respectiv varianta constructivă demontabilă, respectiv varianta constructivă nedemontabilă.

Transformatorul CIRHi are miezul magnetic tăiat, iar cele două jumătăți se asamblează prin șuruburi. Datorită acestui fapt, transformatorul se poate introduce pe cablurile trifazate după realizarea cutiei terminale.

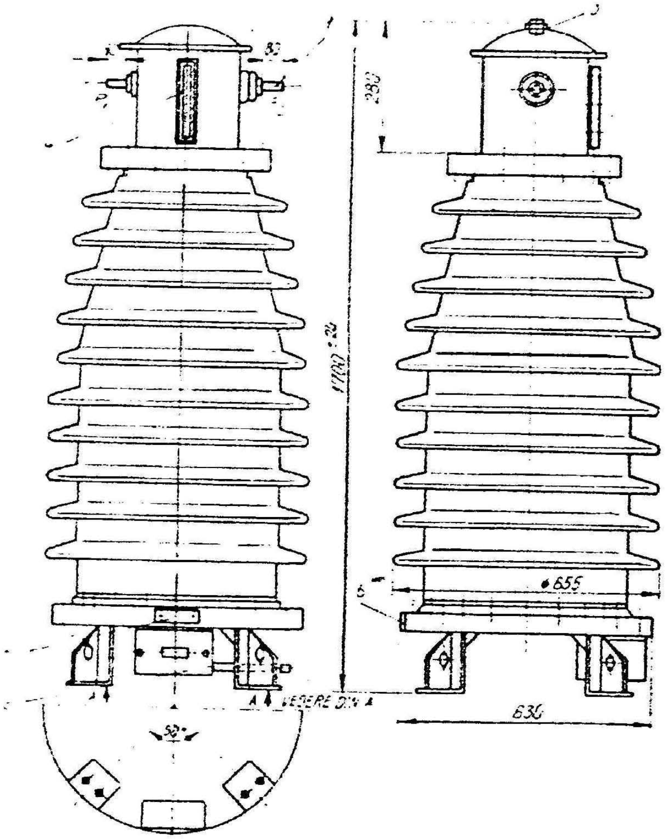


Figura 5.7.6 *Transformatorul de curent CESU-110 kV*

1 – bornele înfăşurării primare; 2 – cutia de borne secundare; 3 – buton de umplere; 4 – vizor nivel de ulei; 5 – etichetă; 6 – soclu metalic

Transformatoare de curent de înaltă tensiune de tip CESU k, h, I 220 – 400 kV; CESUM k, h, I – 400 kV

Părţile principale ale transformatorului sunt: înfăşurarea primară, miezurile magnetice cu înfăşurările secundare, izolatorul de înaltă tensiune din porţelan electrotehnic, capul transformatorului, care cuprinde sistemul de comutare al înfăşurării primare şi camera elastică, cuva sau soclul. Izolaţia înfăşurărilor este din hârtie electroizolantă, uscată, impregnată sub vid, apoi cufundată în ulei electroizolant. Variaţiile volumului de ulei, datorită temperaturii sunt preluate de camera elastică din cauciuc. Aceste variaţii sunt observate prin vizorul dispus pe capacul transformatorului.

Vr.	Raport de transformare	I_{term} 4 sec [kA]	Greut.TOTAL kg/ULEI
1	1600/800/400/5/5/5/5	32 kA pt. I_{1n}>250 A	1500/ 500
	1200/600/300/5/5/5/5		
	1000/500/250/5/5/5/5		
2	1600/800/400/1/1/1/1		
	1200/600/300/1/1/1/1		
	1000/500/250/1/1/1/1		

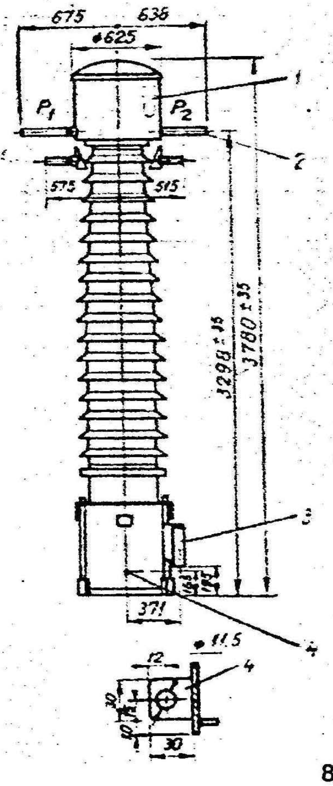


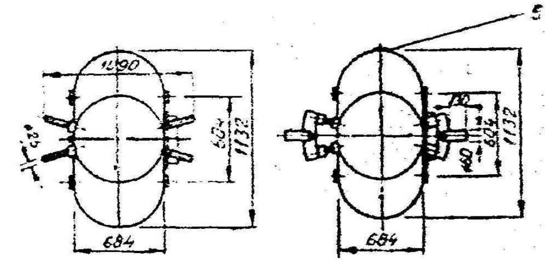
Figura 5.7.7 *Transformatorul de curent tip CESUk – 220 kV, variantele 1 şi 2;*

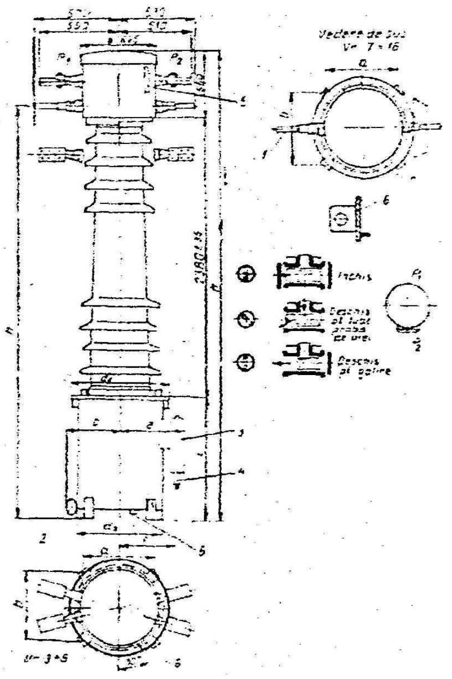
1. vizor nivel de ulei;
2. bornă primară;
3. cutie borne secundare;
4. clemă legare la pământ;
5. buşon scurgere ulei.

Înfășurarea primară este comutabilă în raportul 1:2 și 2:2:4. Înfășurarea primară este împărțită în patru ramuri care se pot conecta în paralel, serie – paralel.

Transformatoarele de curent de tipul CES k, h, I 220 – 400 kV; CESUM k, h, I – 400 kV se construiesc fiecare în câte 16 variante. Transformatoarele CESU k, CESUM k se construiesc suplimentar în 4 variante.

În figura 5.7.7, 5.7.8 și 5.7.9 sunt reprezentate transformatoarele CESU k – 220 kV și CESU k – 400 kV.





Vr.	Tip	Rap. de transf.	I_{term} 4s [kA]	Gr. TOTAL Kg/ulei
3	CESU h	1600/800/400/5/5/5/5	32 kA	1145/
4	CESU h	1600/800/400/1/1/1/1	pt. I_{1n}>400 A	/440
5	CESU i	1200/600/300/5/5/5/5	32 kA	1200/
6	CESU i	1200/600/300/1/1/1/1	pt. I_{1n}>300 A	/465
7	CESU h	1000/500/250/5/5/5/5	32 kA	1125/
8	CESU h	1000/500/250/1/1/1/1	pt. I_{1n}>500 A	/450
9	CESU h	1200/600/300/5/5/5/5	32 kA	1125/
10	CESU h	1200/600/300/1/1/1/1	pt. I_{1n}>600 A	/450
11	CESU i	500/250/5/5/5/5	32 kA	1200/
12	CESU i	500/250/1/1/1/1	pt. I_{1n}>250 A	/465
13	CESU i	600/300/5/5/5/5	32 kA	1200/
14	CESU i	600/300/1/1/1/1	pt. I_{1n}>300 A	/465
15	CESU i	800/400/200/5/5/5/5	32 kA	1200/
16	CESU i	800/400/200/1/1/1/1	pt. I_{1n}>400 A	/465

Var.	a	b	c	d_1	d_2	e	f	H	h	i
3:4	520	520	385	750	655	455	408	$3740^{\pm35}$	$3250^{\pm35}$	810
5:6	520	520	385	748	655	455	410	$3815^{\pm35}$	$3330^{\pm35}$	885
7:8:9:10	520	520	385	748	655	455	410	$3815^{\pm35}$	$3330^{\pm35}$	885
11÷16	542	542	400	780	685	470	424	$3885^{\pm35}$	$3400^{\pm35}$	955

Figura 5.7.8 *Transformatorul de curent tip CESUh,i–220 kV, variantele 3... 16;*

1. bornă primară;
2. bușon scurgere ulei;
3. cutie borne secundare;
4. cutie terminală;
5. vizor nivel ulei;
6. clemă legare la pământ.

Vr.	Tip	Rap. de transf.	I_{term} 4s [kA]	Gr. TOTAL Kg/ulei
1	CESU k	1600/800/400/5/5/5/5 1200/600/300/5/5/5/5 1000/500/250/5/5/5/5	32 kA pt. I_{1n}>250 A	2550/ /1100
2		1600/800/400/1/1/1/1 1200/600/300/1/1/1/1 1000/500/250/1/1/1/1		
3	CESU h	1600/800/400/5/5/5/5	32 kA pt. I_{1n}>400 A	2050/850
4		1600/800/400/1/1/1/1		
5	CESU i	1200/600/300/5/5/5/5	32 kA pt. I_{1n}>300 A	2550/ /1100
6		1200/600/300/1/1/1/1		
7	CESU h	1000/500/250/5/5/5/5	32 kA pt. I_{1n}>500 A	2050/ /850
8		1000/500/250/1/1/1/1		
9	CESU h	1200/600/300/5/5/5/5	32 kA pt. I_{1n}>600 A	2050/ /850
10		1200/600/300/1/1/1/1		
11	CESU i	500/250/5/5/5/5	32 kA pt. I_{1n}>250 A	2050/ /850
12		500/250/1/1/1/1		
13	CESU i	600/300/5/5/5/5	32 kA pt. I_{1n}>300 A	2050/ /850
14		600/300/1/1/1/1		
15	CESU i	800/400/200/5/5/5/5	32 kA pt. I_{1n}>400 A	2050/ /850
16		800/400/200/1/1/1/1		

Var.	a	b	c	d	e	ϕ
1,2	581	538	120	770		1066
3,4,7,8,9,10	600	560	140	730	990	940
5,6	581	538	120	696		966
11,12	595	552	120	730		1006
13,14,15,16	595	552	120	696		966

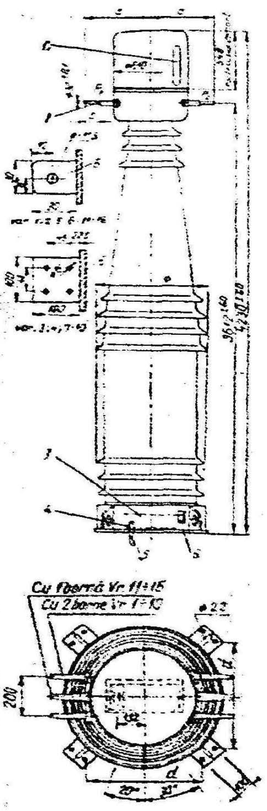


Figura 5.7.9 *Transformatorul de curent tip CESUk,h,i–400 kV, variantele 1… 16;*

1. vizor nivel ulei;
2. bornă primară;
3. cutie borne secundare;
4. buşon scurgere ulei;
5. cutie terminală;
6. clemă legare la pământ.

Schemele de conexiuni ale transformatoarelor de curent

Pentru conectarea aparatelor de măsurat şi protecţie, înfăşurările secundare ale transformatoarelor de curent se pot lega între ele în diferite moduri. Bornele înfăşurării primare sunt marcate cu literele P_1 şi P_2, iar bornele înfăşurării secundare cu literele S_1 şi S_2. În instalaţii se găsesc transformatoare de curent marcate cu notaţii mai vechi: L_1 şi L_2 sau L şi K, pentru bornele înfăşurărilor primare, respectiv l_1 şi l_2 sau l şi k, pentru bornele înfăşurărilor secundare.

Indicele 1 este folosit pentru a indica, în mod convenţional, începutul înfăşurărilor, iar indicele 2 sfârşitul înfăşurărilor.

În schemele electrice, transformatorul de curent se reprezintă simplificat ca în figura 5.7.10, în care P_1, P_2 reprezintă înfăşurările primare, iar $1S_1$, $1S_2$; …; $4S_1$, $4S_2$ reprezintă înfăşurările secundare.

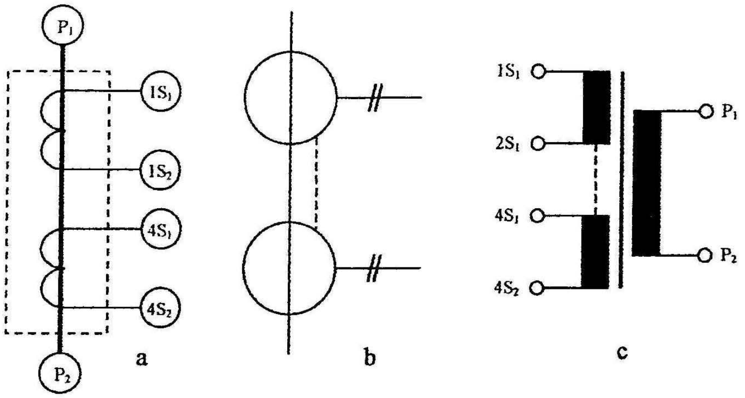


Figura 5.7.10 *Reprezentarea unui transformator de curent în schemele electrice: a – schema detaliată; b – schema simplificată; c – simbolizare generală*

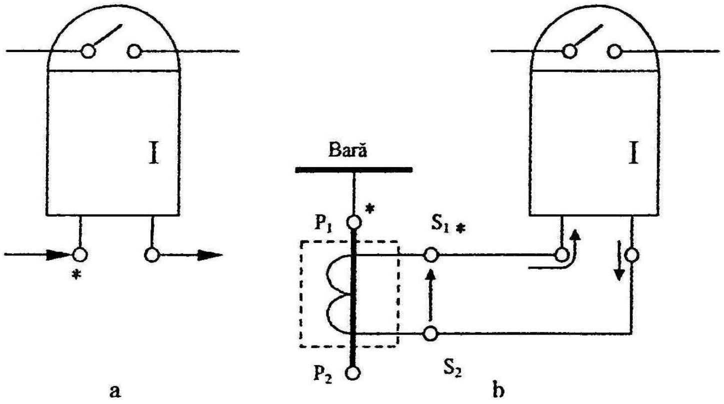


Figura 5.7.11 *Marcarea bornelor transformatoarelor de curent în schemele electrice: a – legare directă; b – legare prin transformator de curent*

În general, se respectă următoarea regulă de legare în schemele electrice a transformatoarelor de curent – figura 5.7.11; aparatul sau releul se leagă la bornele înfășurării secundare, astfel încât semnul de curgere a curentului prin bobina aparatului sau releului să fie același ca în cazul când acesta ar fi legat direct la circuitul primar – când curentul circulă în înfășurarea primară de la borna P_1 la borna P_2 în înfășurarea secundară – curentul circulă de la borna S_2 la borna S_1, adică în circuitul exterior, legat la înfășurarea secundară, curentul circulă de la borna S_1 la borna S_2.

5.8 Transformatoare de tensiune

Aceste transformatoare sunt destinate alimentării aparatelor de măsură: voltmetre, bobine de derivație ale wattmetrelor, ale contoarelor, etc., precum și bobine de derivație ale releelor, la instalațiile de semnalizări, automatizări, etc. Puterea lor este relativ redusă și crește cu tensiunea nominală fiind, în general, cuprinsă între 10 și 600 VA. La transformatorul de tensiune, tensiunea secundară, în condiţii normale de funcţionare, este practic proporţională cu tensiunea primară şi defazată, în raport cu aceasta cu un unghi apropiat de 0.

Transformator de tensiune nepus la pământ

Este un transformator de tensiune la care toate părţile înfăşurării primare, inclusiv bornele, sunt izolate faţă de pământ la un nivel corespunzător nivelului izolaţiei nominale.

Transformator de tensiune legat la pământ

Este un transformator de tensiune monofazat destinat a avea una din extremităţile înfăşurării primare legată direct la pământ, sau transformator de tensiune trifazat destinat a avea punctul neutru al înfăşurării primare legat direct la pământ.

Înfăşurarea primară - înfăşurarea asupra căreia se aplică tensiunea de transformat.

Înfăşurarea secundară (principală) ***de măsură*** – înfăşurarea care alimentează circuitele de tensiune ale aparatelor de măsurat, contoare şi în unele cazuri relee şi circuite analoage.

Înfăşurarea secundară (auxiliară) ***de protecţie*** – înfăşurarea unui transformator de tensiune trifazat sau a unui transformator de tensiune monofazat, ce face parte dintr-un grup de trei transformatoare monofazate ce au înfăşurările lor auxiliare legate în triunghi deschis şi care alimentează circuitul de protecţie şi semnalizare, în cazul legării la pământ a unei faze.

Regimul nominal – regimul de funcţionare al transformatorului, definit prin ansamblul valorilor mărimilor electrice sau de altă natură, fixate de constructori, înscrise pe plăcuţa indicatoare a transformatorului şi care caracterizează funcţionarea sa în condiţii prescrise.

Tensiunea primară nominală U_{pn} – valoarea tensiunii primare care figurează pe plăcuţa indicatoare a transformatorului; la care sunt determinate condiţiile de funcţionare.

Valorile standardizate conform STAS 4323 – 70 în kVef sunt: 0,38; 0,4; 0,5; 0,66; (3); (5); 6; 10; (15); 20; (30); 35; $(60/\sqrt{3})$; $110/\sqrt{3}$; $220/\sqrt{3}$; $400/\sqrt{3}$. Valorile din paranteză se vor evita.

Tensiunea secundară nominală U_{sn} – valoarea tensiunii secundare care figurează pe plăcuţa indicatoare a transformatorului la care sunt determinate condiţiile de funcţionare. Valorile standardizate, conform STAS 4323 – 70, în volţi, sunt:

- pentru înfăşurarea secundară principală 100 sau $100\sqrt{3}$;
- pentru înfăşurarea secundară auxiliară 100/3 sau 100.

Tensiunea de izolaţie U_{iz} – tensiunea din şirul tensiunilor normalizate pentru care este dimensionată izolaţia exterioară a transformatorului de tensiune.

Tensiunea maximă de lucru U_m - tensiunea cea mai mare, de valoare efectivă între faze, care poate apărea la un moment dat între bornele transformatorului de tensiune montat într-un anumit punct al reţelei, în condiţii de exploatare normală, excluzând variaţiile temporare ale tensiunii, datorită unor defecte sau declanşării bruşte de sarcini importante.

Raport de transformare nominal K_n – raportul dintre tensiunea primară nominală şi tensiunea secundară nominală:

$$K_n = \frac{U_{pn}}{U_{sn}}$$

Factorul de tensiune nominal – factorul de multiplicare a tensiunii nominale pentru a determina tensiunea maximă pe care transformatorul trebuie să o suporte un timp, fără a depăşi limitele de încălzire admise.

Sarcina secundară Y_s – admitanța circuitului secundar exprimată în siemens, cu indicarea factorului de putere (capacitiv sau inductiv).

$$Y_s = \sqrt{\frac{1}{R_s^2 + X_s^2}},$$

în care:

X_s – este reactanța de sarcină, în Ω;

R_s – rezistența de sarcină, în Ω.

Sarcina secundară nominală Y_n – sarcina secundară a înfăşurării secundare de măsură, pentru care sunt garantate condițiile de precizie şi funcționare.

Factorul de putere nominal cosφ - cosinusul unghiului dintre curentul şi tensiunea secundară la bornele sarcinii legate în secundarul transformatorului de tensiune. Puterea secundară nominală S_n – puterea aparentă exprimată în VA, absorbită de sarcina secundară în regim nominal de funcționare.

Puterea secundară a înfăşurării secundare de protecție – puterea aparentă, exprimată în VA, absorbită de sarcina secundară a înfăşurării de protecție în regim de legare la pământ a unei faze.

Puterea secundară maximă S_{max} – puterea aparentă exprimată în VA, absorbită de o sarcină secundară având cosφ = 0,8.

Eroarea de tensiune ε_u – eroare pe care transformatorul o introduce în măsurarea unei tensiuni şi care provine din aceea că, raportul de transformare efectiv nu este egal cu raportul de transformare nominal.

Eroarea de tensiune se exprimă în procente şi este dată de relația:

$$\varepsilon_u = \frac{K_n \cdot U_s - U_p}{U_p} \cdot 100$$

în care:

K_n – este raport de transformare nominal;

U_p – tensiunea primară;

U_s – tensiunea secundară.

Eroare de unghi δ_u – unghiul de defazaj dintre vectorul tensiunii primare şi vectorul tensiunii secundare, sensul acestuia fiind ales astfel încât acest unghi să fie nul pentru un transformator ideal. Eroarea de unghi se indică în minute, grade sau ?.

Clasa de precizie – notarea convențională a limitelor erorilor pe care transformatorul trebuie să le respecte în condițiile date şi se exprimă în cifre sau cifre urmate de litera P în cazul transformatoarelor de protecție.

Transformatoarele de tensiune se clasifică după mai multe criterii:

a) după principiul constructiv:
   - inductive cu circuit magnetic închis;
   - inductive cu circuit magnetic deschis;

- capacitive.

b) după tensiunea primară nominală: 0,380; 0,4; 0,5; 0,66; (3); (5); 6; 10; (15); 20; (25); $(60/\sqrt{3})$; 35; $110/\sqrt{3}$; $220/\sqrt{3}$; $400/\sqrt{3}$ kV;

c) după tensiunea de izolaţie: 0,5 (3); 6; 10; (15); 20; (25); (30); (60); 35; 110; 220; 400.

d) după tensiunea secundară nominală: 100 sau $100/\sqrt{3}$ V pentru înfăşurarea principală şi $100/3$ sau 100 V pentru înfăşurarea auxiliară;

e) după clasa de precizie pentru măsurare: 0,1; 0,2; 0,5; 1; 3;

f) după clasa de precizie pentru protecţie: 3P; 6P;

g) după locul de montare: în instalaţii interioare sau exterioare;

h) după felul izolaţiei de bază: în porţelan, în răşină, în ulei;

i) după numărul bornelor de înaltă tensiune izolate:

  - cu o singură bornă izolată şi legată la o fază (transformator monopolar);
  - cu două borne izolate şi legate la două faze (transformator bipolar);
  - cu trei borne izolate şi legate la cele trei faze (transformator tripolar);

j) după numărul fazelor, adică după numărul înfăşurărilor de înaltă tensiune din transformator: monofazate, bifazate, trifazate;

k) după felul izolaţiei şi al legării la pământ;

l) după tensiunea nominală de funcţionare:

  - joasă tensiune;
  - medie tensiune;
  - înaltă tensiune.

Din categoria transformatoarelor de tensiune care au sfârşitul înfăşurării primare izolat la tensiunea de 2 kV şi scos în afara transformatorului, cu cutia de borne a înfăşurărilor secundare, face parte transformatorul tip TEMU – 110 kV.

m) după posibilitatea de comutare a înfăşurării primare şi secundare necomutabilă şi comutabilă în două sau mai multe trepte.

Simbolizarea transformatorului de tensiune este redată în figura 5.8.1.

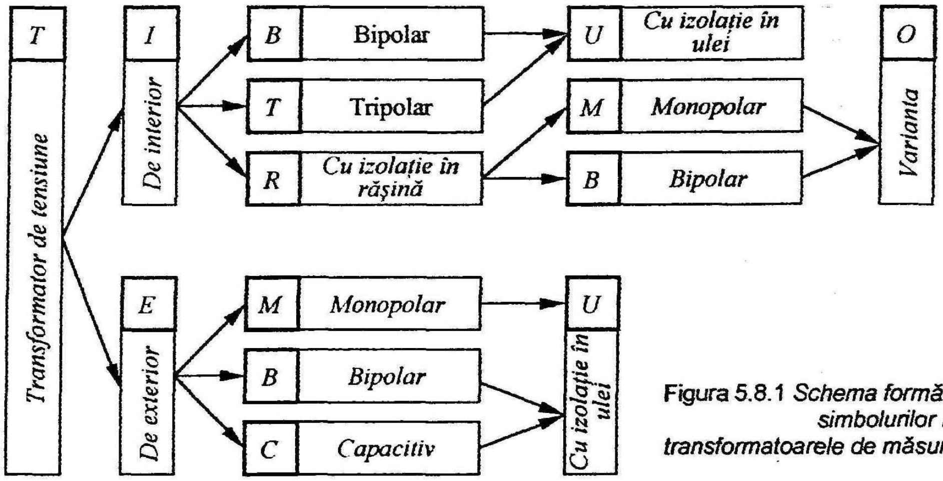

T
Transformator de tensiune
I
De interior
B
Bipolar
T
Tripolar
R
Cu izolaţie în răşină
U
Cu izolaţie în ulei
M
Monopolar
B
Bipolar
O
Varianta
E
De exterior
M
Monopolar
B
Bipolar
C
Capacitiv
U
Cu izolaţie în ulei

Figura 5.8.1 *Schema formării simbolurilor la transformatoarele de măsură*

Transformatorul de joasă tensiune tip TIB – 0,5 kV

Aceste transformatoare sunt destinate pentru măsurări, protecție și semnalizare în instalațiile electrice interioare, cu tensiunea între faze cuprinsă între 0,38 și 0,66 kV la frecvența de 50 Hz.

Transformatoarele se compun din următoarele părți principale:

- miezul magnetic;
- înfășurarea primară;
- înfășurarea secundară.

Principalii parametri sunt prezentați în tabelul 5.8.1.

Parametrii funcționali	**TIB – 0,5**
Tensiunea primară nominală, [kV]	0,1; 0,38; 0,415; 0,5; 0,65; 0,66
Tensiunea secundară nominală, [V]	$100\sqrt{3}$; 100; 57
Tensiunea maximă de lucru, [kV]	0,6
Tensiunea de ținere 1 min. la frecvența industrială, [kV_{ef}]	3
Tensiunea de încercare a înfășurării secundare, [kV_{ef}]	2
Clasa de precizie	0,5; 1; 3
Puterea secundară nominală, [VA]	30; 60; 90
Puterea secundară maximă, [VA]	180

Transformatoarele pot funcționa în regim de lucru de lungă durată la sarcina secundară nominală cu o tensiune crescută $1,2U_{pn}$. La aceeași clasă de precizie și putere secundară nominală, variantele constructive ale acestor tipuri de transformatoare sunt determinate de: tensiunea primară nominală U_{pn} și tensiunea secundară nominală U_{sn}. Datele tehnice specifice sunt prezentate în tabelul 5.8.2.

Simbolizare	U_{pn} [kV]	U_{sn} [kV]	Clasa de precizie	S_n [VA]
TIB – 0,1 kV	0,1	57	0,5/1/3	30/60/90
TIB – 0,38 kV	0,38	100	0,5/1/3	30/60/90
TIB – 0,415 kV	0,415	100	0,5/1/3	30/60/90
TIB – 0,5 kV	0,5	100	0,5/1/3	30/60/90
TIB – 0,65 kV	$0,65/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	0,5/1/3	30/60/90
TIB – 0,66 kV	0,66	100	0,5/1/3	30/60/90

În general, aceste tipuri de transformatoare, de construcție simplă, nu necesită o întreținere specială.

Bornele secundare ale transformatoarelor nu trebuie să fie scurtcircuitate când are loc punerea în funcțiune a transformatorului, iar sarcina secundară să nu depășească puterea înscrisă pe etichetă. Un capăt al înfășurării secundare va fi legat la masă.

Transformatoare de medie tensiune în răşini de turnare tip TIRMo – TIRBo – 6 – 10 – 20 – 35 kV; TIRMo – 10.G 20 kV; TIRMo – 15.G 20 kV; TIRMo – 24.G 35 kV

Aceste transformatoare sunt destinate pentru măsurări, protecţie şi semnalizare în instalaţiile electrice interioare cu tensiunea între faze de 6 – 10 – 35 kV la frecvenţa de 50 Hz.

La variantele de transformatoare tip TIRMo - 10.G 20 kV; TIRMo - 15.G 20 kV; TIRMo - 24.G 35 kV, grupul de cifre şi litera G are următoarea semnificaţie: de exemplu pentru 10.G 20 kV transformator cu tensiunea primară nominală 10 kV, dar construit pe gabaritul corespunzător nivelului de izolaţie 20 kV.

Părţile principale ale acestor transformatoare sunt:

- miezul magnetic;
- înfăşurarea primară;
- înfăşurările secundare;
- soclul cu cutia de borne.

LA transformatoarele tip TIRMo, izolaţia bobinajului primar este gradată, una din bornele înfăşurării primare fiind legată direct la borna de punere la pământ N, pe când la transformatoarele TIRBo izolaţia bobinajului este plină, ambele borne ale înfăşurării primare fiind izolate corespunzător tensiunii primare nominale.

Transformatoarele TIRMo au trei înfăşurări (una primară şi două secundare), iar transformatoarele TIRBo au două înfăşurări (una primară şi una secundară). Izolaţia dintre înfăşurarea primară secundară, precum şi faţă de piesele puse la pământ este realizată de masa de răşină electroizolantă turnată care dă şi forma exterioară a transformatorului.

Principalii parametri funcţionali sunt prezentaţi în tabelele 5.8.3 şi 5.8.4.

Tabelul 5.8.3

Semnificaţie	TIRMo 6 kV	TIRMo 10 kV	TIRMo 15 kV	TIRMo 20 kV	TIRMo 25 kV	TIRMo 35 kV	TIRMo 10.G20	TIRMo 15.G20	TIRMo 24G35
Tensiunea primară nominală, kV	$6/\sqrt{3}$	$10/\sqrt{3}$	$15/\sqrt{3}$	$20/\sqrt{3}$	$25/\sqrt{3}$	$35/\sqrt{3}$	$10/\sqrt{3}$	$15/\sqrt{3}$	$24/\sqrt{3}$
Tensiunea maximă de lucru, kV	$7{,}2/\sqrt{3}$	$12/\sqrt{3}$	$18/\sqrt{3}$	$24/\sqrt{3}$	$30/\sqrt{3}$	$42/\sqrt{3}$	$12/\sqrt{3}$	$18/\sqrt{3}$	$24/\sqrt{3}$
Tensiunea de izolaţie, kV	10		20		35		20	20	35
Tensiunea secundară a înfăşurării de măsură, V	$100/\sqrt{3}$						$100/\sqrt{3}$; 100; 200; $150/\sqrt{3}$; 150; 200		
Tensiunea secundară a înfăşurării de protecţie, V	100/3						100/3; 200/3; 100; 200		
Tensiunea de încercare la 50 Hz, kV_{ef}	22	28	38	50	60	80	28	38	55
Tensiunea de încercare la impuls 1,2/50 ms, kVmax	60	75	95	125	150	195	75	95	140
Factor de tensiune	1,9 (timp de 8 ore); 1,2 timp nelimitat								
Clasa de precizie	0,5; 6P						0,3; 3P		
Puterea secundară nominală, VA	30; 50; 100; 200						60; 100; 200; 800		
Putere maximă, VA	200; 400; 600; 900						400; 800; 600		

Tabelul 5.8.4

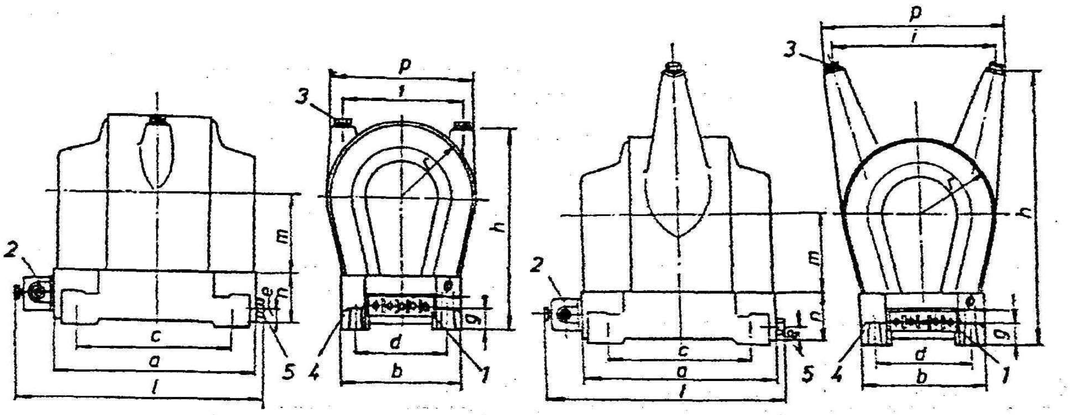
Parametri funcţionali	TIRBo 6 kV	TIRBo 10 kV	TIRBo 15 kV	TIRBo 20 kV	TIRBo 25 kV	TIRBo 35 kV
Tensiunea primară nominală, kV	6	10	15	20	25	35
Tensiunea maximă de lucru, kV	7,2	12	18	24	30	42
Tensiunea de izolaţie, kV	10		20		35	
Tensiunea secundară a înfăşurării de măsură, V						
Tensiunea de încercare la 50 Hz, kV_{ef}	22	28	38	50	60	80
Tensiunea de încercare la impuls 1,2/50 ms, kVmax	60	75	95	125	150	195
Factor de tensiune	1,2 (timp nelimitat)					
Clasa de precizie	0,5					
Puterea secundară nominală, VA	30; 500; 100					
Putere maximă, VA	200; 400; 600; 900					

Dimensiunile, forma constructivă cât şi greutăţile sunt prezentate în figurile 5.8.3, 5.8.4, 5.8.5

Figura 5.8.3 *Forma constructivă, dimensiuni şi masa transformatoarelor de tensiune tip TIRMo – 6 – 10 – 20 – 25 – 35 kV;*

1 – cutie de borne secundare; 2 – bucşe filetată pentru racord; 3 – bornă primară M5; 4 – gaură de fixare pentru şurub M8 (M12); 5 – şurub punere la pământ M6 (M8).

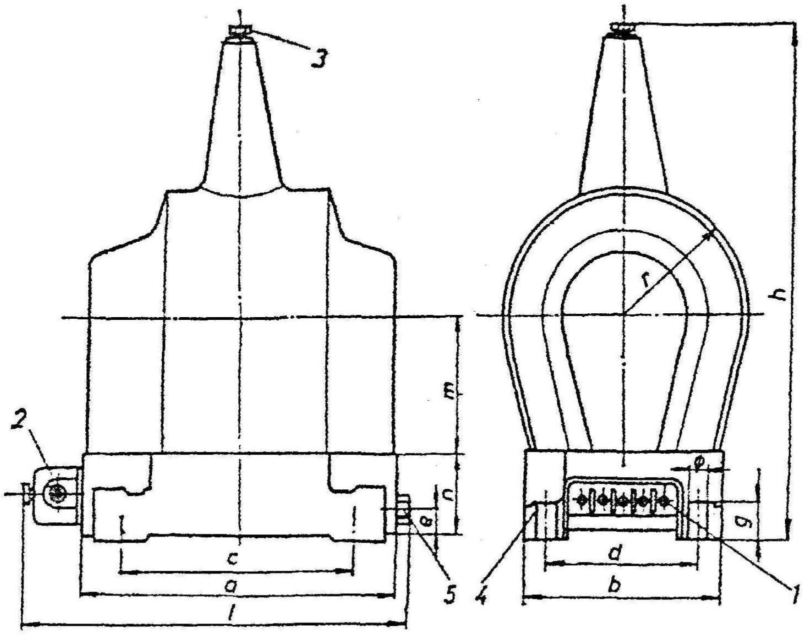
Observaţie: valorile din paranteze sunt valabile pentru variantele 15; 20; 25; 35 kV



Tip	Dimensiuni [mm]														Masa [kg]
	a	b	c	d	e	ϕ	g	h	i	l	m	n	p	r	
TIRMo – 6;10	212	146	172	110	12	10	25	222	-	264	80	54	-	80	14,5
TIRMo – 15:20	330	192	268	140	20	14	37	334	-	312	100	77	-	107	36
TIRMo – 25:35	418	242	344	182	20	16	44	492	-	470	130	96	-	137	64

Figura 5.8.4 *Forma constructivă, dimensiuni și masa transformatoarelor de tensiune tip TIRMo – 10.G20; TIRMo – 15.G20; TIRMo – 24.G35;*

1 – cutie de borne secundare; 2 – bucșe filetată pentru racord; 3 – bornă primară M5; 4 – gaură de fixare pentru șurub M12; 5 – șurub punere la pământ M8.

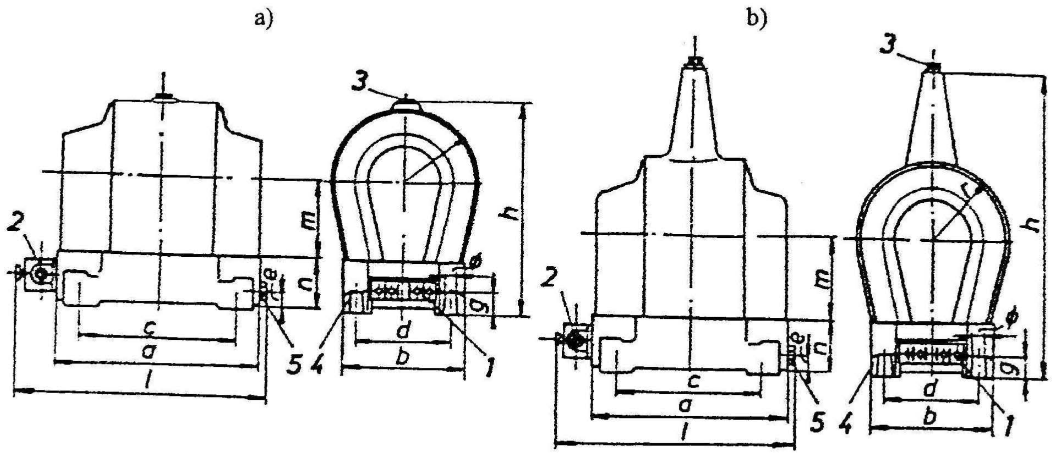


Tip	a	b	c	d	e	ϕ	g	h	l	m	n	r	Masa kg
TIRMo $\frac{10}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{3}$	330	192	268	140	20	14	37	334	382	100	77	107	36
TIRMo $\frac{10}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}/\frac{0,2}{3}$	330	192	268	140	20	14	37	334	382	100	77	107	36
TIRMo $\frac{10}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}/0,1$	330	192	268	140	20	14	37	334	382	100	77	107	36
TIRMo $\frac{10}{\sqrt{3}}/0,1/0,2$	330	192	268	140	20	14	37	334	382	100	77	107	36
TIRMo $\frac{15}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{3}$	330	192	268	140	20	14	37	334	382	100	77	107	36
TIRMo $\frac{15}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}/\frac{0,2}{3}$	330	192	268	140	20	14	37	334	382	100	77	107	36
TIRMo $\frac{15}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}/0,1$	330	192	268	140	20	14	37	334	382	100	77	107	36
TIRMo $\frac{15}{\sqrt{3}}/0,1/0,2$	330	192	268	140	20	14	37	334	382	100	77	107	36
TIRMo $\frac{24}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{3}$	418	242	344	182	20	16	44	492	470	130	96	137	64
TIRMo $\frac{24}{\sqrt{3}}/2\times\frac{0,1}{\sqrt{3}}$	418	242	344	182	20	16	44	492	470	130	96	137	64

Figura 5.8.5 *Forma constructivă, dimensiuni şi masa transformatoarelor de tensiune tip TIRBo – 6 – 10 – 15 – 20 – 25 – 35 kV;*

1 – cutie de borne secundare; 2 – bucşe filetată pentru racord; 3 – bornă primară M5; 4 – gaură de fixare pentru şurub M8 (M12); 5 – şurub punere la pământ M8.

Observație: valoarea din paranteză sunt valabile pentru variantele 15; 20; 25; 35 kV



Tip	Dimensiuni [mm]														Masa [kg]
	a	b	c	d	e	ϕ	g	h	l	l	m	n	p	r	
TIRBo – 6:10	212	146	172	110	12	10	25	204	127	264	80	54	147	80	14
TIRBo – 15:20	330	192	268	140	20	14	37	334	218	382	100	77	244	107	38
TIRBo – 25:35	418	242	344	182	20	16	44	492	340	470	130	96	366	137	69

Transformatoare de medie tensiune în ulei tip TEMU– 20 – 25 – 35 kV; TEBU– 20 – 25 kV

Aceste transformatoare sunt destinate pentru măsuri, protecție şi semnalizare în instalațiile electrice exterioare cu tensiunea între faze de 20,25 sau 35 kV la frecvența de 50 Hz.

Părțile principale ale acestor transformatoare sunt:

- miezul magnetic;
- înfăşurarea primară;
- înfăşurările secundare;
- izolatorul de medie tensiune;
- cuva cu cutia de borne.

Izolația bobinajului primar la transformatoarele TEMU – 20-25-35 kV este gradată, una din bornele înfăşurării primare fiind legată direct la borna de legare la pământ, iar cealaltă fiind legată la borna de intrare prin intermediul unui izolator de porțelan.

La transformatoarele TEBU – 20-35 kV, izolația bobinajului primar este plină, ambele borne ale înfăşurării primare fiind izolate corespunzător tensiunii nominale a transformatorului şi legate la bornele de intrare prin intermediul a două izolatoare de porțelan.

Transformatoarele tip TEMU au trei înfăşurări: una primară, una secundară principală (pentru măsură) şi una secundară auxiliară (pentru protecția împotriva punerilor la pământ a rețelei).

Transformatoarele tip TEBU au două înfăşurări: una primară şi una secundară (pentru măsură). Capetele înfăşurărilor secundare sunt legate la bornele secundare prin intermediul izolatoarelor de trecere. Miezul magnetic al transformatorului este executat din tablă cu cristale orientate şi are forma în manta. Izolaţia între înfăşurarea primară şi secundară, precum şi faţă de piesele legate la masă este realizată din hârtie electroizolantă impregnată în ulei electroizolant.

Cuva transformatorului este prevăzută cu buşon de umplere şi golire a uleiului, cu şurub de legare la pământ şi cu tălpi de fixare.

Ambele tipuri de transformatoare sunt prevăzute cu conservator de ulei.

Parametrii funcţionali principali sunt prezentaţi în tabelul 5.8.5.

Tabelul 5.8.5

Parametri funcţionali	**TEMU 20 kV**	**TEMU 25 kV**	**TEMU 35 kV**	**TEBU 20 kV**	**TEBU 25 kV**
Tensiunea primară nominală, kV	$20/\sqrt{3}$	$25/\sqrt{3}$	$35/\sqrt{3}$	20	25
Tensiunea maximă de lucru, kV	$24/\sqrt{3}$	$30/\sqrt{3}$	$42/\sqrt{3}$	24	30
Tensiunea de izolaţie, kV	20	25	35	20	25
Tensiunea secundară a înfăşurării de măsură, V	$100/\sqrt{3}$				
Tensiunea secundară a înfăşurării de protecţie, V	100/3				
Tensiunea de încercare la 50 Hz, kV_{ef}	50	60	80	50	60
Tensiunea de încercare la impuls 1,2/50 ms, kVmax	125	150	195	125	150
Factor de tensiune	1,9 (timp de 8 ore)				1,2 nelimitat
Clasa de precizie	0,5; 6P				0,5
Puterea secundară nominală, VA	90; 60				90
Putere maximă, VA	600				

Datele tehnice specifice, ale tuturor variantelor constructive sunt prezentate în tabelul 5.8.6.

Simbolizare	U_{pn}, [kV]	U_{sn}, V		Clasa de precizie		S_n, VA	
înfăşurarea		măsură	protecţie	măsură	protecţie	măsură	protecţie
TEMU – 20 kV	$20/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100/3	0,5	6P	90	60
TEMU – 25 kV	$25/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100/3	0,5	6P	90	60
TEMU – 35 kV	$35/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100/3	0,5	6P	90	60
TEBU – 20 kV	20	100	-	0,5	-	90	-
TEBU – 25 kV	25	100	-	0,5	-	90	-

Forma constructivă, masa şi dimensiunile sunt redate în figura 5.8.6.a şi 5.8.6.b.

Figura 5.8.6.a *Forma constructivă, dimensiuni și masa transformatoarelor de tensiune tip TEMU – 20 – 25 – 35 kV;*
1 – cutie de borne secundare; 2 – șurub de legare la pământ; 3 – etichetă; 4 – mufă cablu

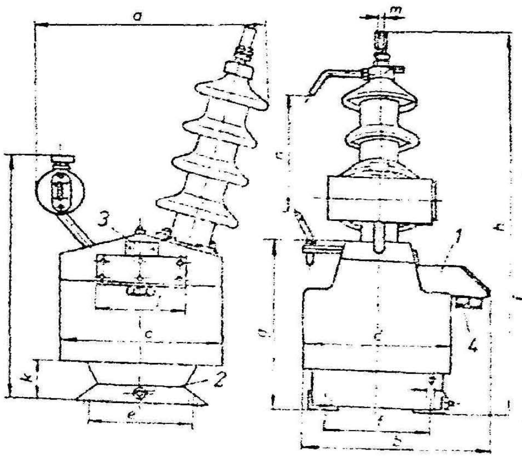
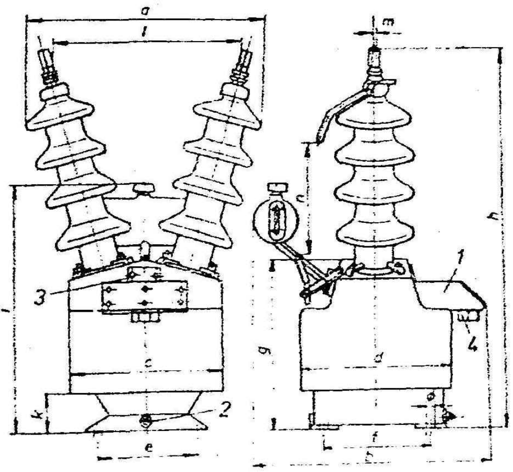


Figura 5.8.6.b *Forma constructivă, dimensiuni și masa transformatoarelor de tensiune tip TEBU – 20 – 25 kV;*
1 – cutie de borne secundare; 2 – șurub de legare la pământ M8; 3 – etichetă; 4 – mufă cablu



Tip	Dimensiuni [mm]														Masa [kg]
	a	b	c	d	e	f	g	h	i	k	l	m	n	ϕ	
TEMU – 20-35	532	470	378	348	240	240	392	836	568	82	180	12	265	18	80
TEMU – $20/\sqrt{3}$	484	420	378	348	240	240	392	670	568	82	180	12	250	18	78
TEMU – 20-25	576	512	378	348	240	305	392	836	536	82	460	12	265	18	85

5.9 Transformatorul de înaltă tensiune în ulei tip TEMU – 110 kV

Acest transformator este destinat pentru măsurări, protecție și semnalizare în instalațiile electrice exterioare cu tensiunea între faze de 110 kV, la frecvența de 50Hz.

Părțile principale sunt:

- miezul magnetic;
- înfășurarea primară;
- înfășurările secundare;
- izolatorul de medie tensiune;
- soclul cu cutia de borne;
- capul transformatorului

Transformatorul este prevăzut cu înfășurare primară și două înfășurări secundare, una principală pentru măsură și cealaltă auxiliară pentru protecția punerilor la pământ.

În sistem trifazat, la montajul a trei transformatoare, înfășurările primare, respectiv înfășurările secundare principale se leagă în stea, iar înfășurările secundare auxiliare în triunghi deschis. Izolatorul de înaltă tensiune asigură izolarea bornelor de înaltă tensiune față de pământ și constituie în același timp și cuva transformatorului. La partea superioară transformatorul este prevăzut cu un cap pe care este fixată borna de intrare a înfășurării primare, nivela de ulei și cutia de silicagel.

Ca mediu electroizolant și de răcire este folosit uleiul de transformator.

La partea inferioară a soclului metalic se află cutia cu bornele secundare, bușonul de golire, șurubul de legare la pământ și urechile de ridicare.

Transformatoarele se montează numai în poziție verticală.

Principalii parametri funcționali sunt redați în tabelul 5.9.

Tabelul 5.9

Parametri funcționali	**TEMU 110 kV**
Tensiunea primară nominală, kV	$110/\sqrt{3}$
Tensiunea maximă de lucru, kV	$123/\sqrt{3}$
Tensiunea de izolație, kV	110
Tensiunea secundară a înfășurării de măsură, V	$100/\sqrt{3}$
Tensiunea secundară a înfășurării de protecție, V	100
Tensiunea de încercare la 50 Hz, 1 min., kV_{ef}	185
Tensiunea de încercare la impuls 1,2/50 ms, kVmax	450
Tensiunea de încercare între spire, 5 min la 50 Hz	150
Factor de tensiune	1,9 (timp de 5s)
Clasa de precizie	0,5; 3P
Puterea secundară nominală, VA	300/120
Putere maximă, VA	1800
Linie de fugă, cm/kVmax	1,6
Linie de fugă mărită, cm/kVmax	2,2

Forma constructivă, dimensiunile și masa sunt prezentate în figura 5.9.

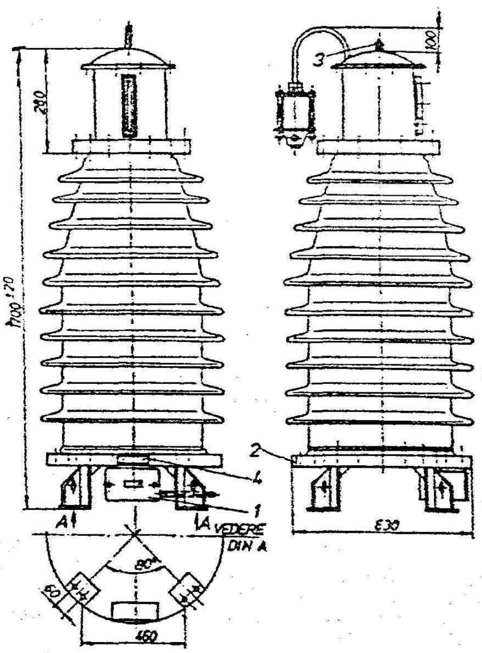


Figura 5.9 *Forma constructivă, dimensiuni și masa transformatorului de tensiune tip TEMU-110 kV;*

1 – cutie borne secundare; 2 – clemă de legare la pământ; 3 – bornă primară M16; 4 – etichetă.

5.10 Transformatoare de înaltă tensiune, capacitive tip TECU 110 – 220 – 400 kV

Aceste transformatoare sunt destinate pentru măsură și protecție și legături de comunicație prin curenți de înaltă frecvență, în instalații electrice exterioare cu tensiunea între faze de 110; 220; 400 kV, la frecvența de 50 Hz.

Transformatoarele de tensiune capacitive se compun dintr-un divizor de tensiune capacitiv și un transformator inductiv de tensiune. Transformatorul inductiv este plasat într-o cuvă închisă ermetic, impregnat și cufundat în ulei de transformator. Divizorul capacitiv este format din una până la trei unități de condensatoare suprapuse, prima unitate fiind fixată pe cuvă rigid și constituind unitatea de bază.

La transformatorul TECU 220 kV, peste unitatea de bază se suprapune o unitate superioară, iar la TECU 400 kV două unităţi superioare de condensatoare. Unitatea de condensatoare este constituită din izolatorul de porţelan, în interiorul căruia se montează stiva de condensatoare închisă ermetic şi sub ulei, de către două armături frontale. Unitatea de condensatoare inferioară şi cuva ce conţine transformatorul inductiv de medie tensiune constituie o singură unitate de transport. Izolatorul este de tipul cu linie de fugă mărită.

Unităţile superioare de la transformatoarele TECU 220 kV şi TECU 400 kV poartă etichete cu acelaşi număr de fabricaţie ca al unităţii de bază şi, în plus, un număr de ordine al aşezării.

Schema electrică de principiu este aceeaşi pentru toate tipurile de transformatoare capacitive şi este prezentată în figura 5.10.

Variantele constructive diferă unele de altele după:

- gradul de dotare cu echipament suplimentar;
- tipul bornei primare;
- tipul cutiei terminale pentru cablurile secundare.

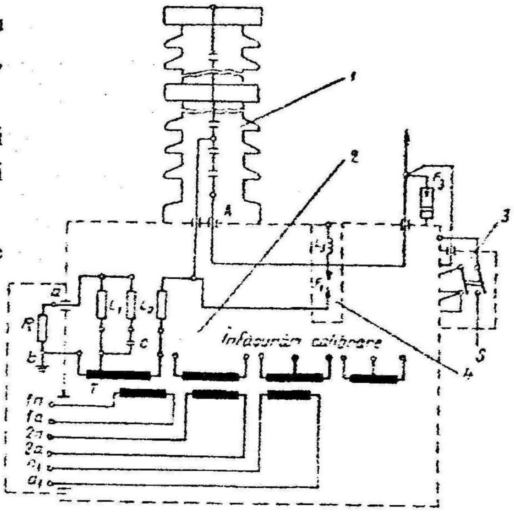


Figura 5.10.1 *Schema electrică de principiu a transformatorului de tensiune tip TECU:*
1 – divizor capacitiv; 2 – circuitul inductiv; 3 – circuitul de conectare a telefoniei prin înaltă frecvenţă; 4 – subansamblu tub eclator de protecţie

Datele tehnice specifice sunt redate în tabelul 5.10.1.

Tabelul 5.10

Parametri funcţionali	TECU 110 kV	TECU 220 kV	TECU 400 kV
Tensiunea primară nominală, kV	$110/\sqrt{3}$	$220/\sqrt{3}$	$400/\sqrt{3}$
Tensiunea maximă de lucru, kV	$123/\sqrt{3}$	$245/\sqrt{3}$	$420/\sqrt{3}$
Tensiunea secundară a înfăşurării de măsură, V	$100/\sqrt{3}$		
Tensiunea secundară a înfăşurării de protecţie, V	100/3 sau 100		
Tensiunea de încercare la 50 Hz, sub ploaie, kV_{ef}	230	460	680
Tensiunea de încercare la impuls 1,2/50 ms, kVmax	550	1050	1550
Tensiunea de încercare la impuls 250/2550 ms, kVmax	450	830	1240
Tensiunea de încercare la 50 Hz / unitate, kVmax	550	550	550
Capacitatea nominală, pF	8800 ±10%	4400 ±10%	2500 ±10%
Clasa de precizie a înfăşurării de măsură	0,5	0,5	0,5
Clasa de precizie a înfăşurării de protecţie	1	1	1
Puterea nominală pentru înfăşurarea de măsură, VA	100	100	100
Puterea nominală pentru înfăşurarea auxiliară, VA	60	60	60
Putere maximă pentru înfăşurarea de măsură, VA	1340	1340	1340
Putere maximă pentru înfăşurarea de protecţie, VA	160	160	160
Linie de conturnare, cm/kVmax	2,75	2,75	2,4
Capacitate / unitate pF	8800	8800	7500

Forma constructivă, dimensiunile şi masa sunt prezentate în figura 5.10.2.

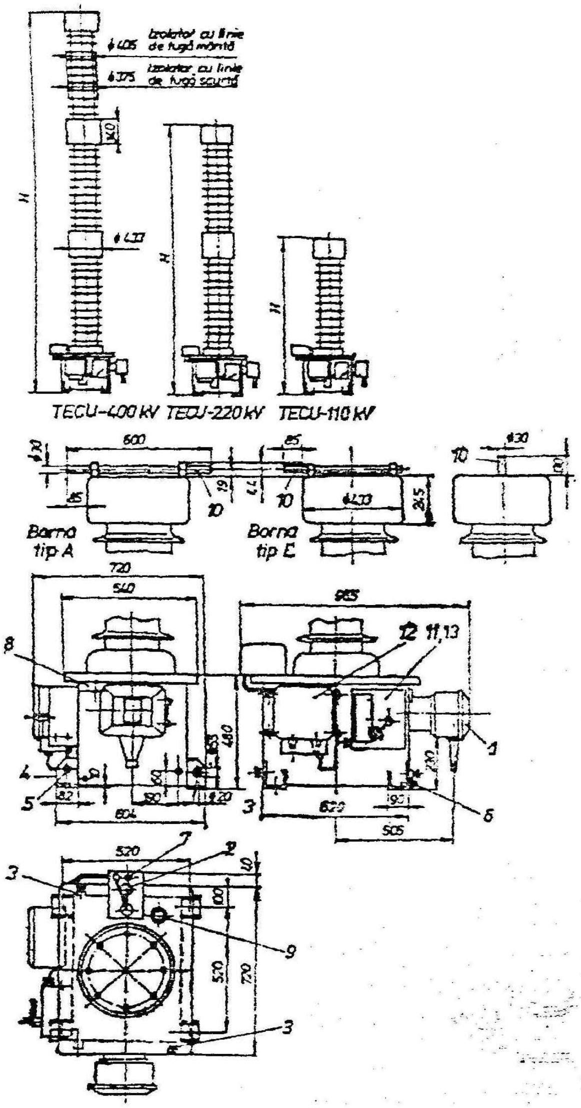

izolator cu linie de fugă mărită
ϕ405
izolator cu linie de fugă scurtă
ϕ375
ϕ433
H
TECU-400 kV
TECU-220 kV
TECU-110 kV
600
85
ϕ30
10
19
44
265
Borna tip A
Borna tip E
720
540
985
8
12
11,13
1
4
5
3
6
480
82
804
180
629
505
520
7
2
9
100
720

Figura 5.10.2 *Forma constructivă, dimensiuni, şi masa transformatoarelor de tensiune tip TECU-110-220-400 kV*

Tip	H [mm]	Linie de fugă		Masă [kg]
		scurtă [mm]	mărită [mm]	
TECU 110	1946 ± 16	1 x 2160	1 x 3360	440
TECU 220	3406 ± 32	2 x 2160	2 x 3360	610
TECU 400	4836 ± 78	3 x 2160	3 x 3360	780

1 – cutia de borne;
2 – descărcător de protecţie;
3 – şurub de legare la pământ M12;
4 – placă de fixare;
5 – ureche de ridicare;
6 – buşon de golire şi luat probă a uleiului;
7 – capac de protecţie;
8 – vizor nivel de ulei;
9 – buşon de umplere cu ulei; eclator multiplu de protecţie; drosel de legare la pământ;
10 – bornă de IT tip A, B sau C;
11 – separator de legare la pământ;
12 – dispozitiv de acord linie;
13 – schema de principiu a separatorului de legare la pământ (cu dispozitiv de acord linie)

5.11 Exploatarea transformatoarelor de măsură

În exploatarea transformatoarelor de măsură se vor avea în vedere următoarele:

- temperatura mediului înconjurător va fi cuprinsă între – 30 ^{0}C şi + 40 ^{0}C, iar umiditatea relativă de 80% pentru interior şi 90% pentru exterior;
- temperatura maximă a uleiului din transformatoarele cu izolaţie în ulei va fi de +95 ^{0}C;
- părţile metalice vor fi protejate cu vopsea bronz;
- toate înfăşurările secundare ale transformatoarelor de măsură vor fi legate la pământ;
- controlul nivelului uleiului, vizualizarea tuturor părţilor exterioare ale transformatorului de măsură;
- se verifică dacă sunt bine fixate pe suportul lor, pentru a rezista efectelor dezvoltate de forţele electrodinamice de scurtcircuit;
- se verifică existenţa mijloacelor de stingere a incendiilor, stabilite de normele PSI;

- se verifică existența inscripționărilor;
- se verifică aspectul exterior al izolatoarelor și starea lor de curățenie;
- existența sigiliului fabricii constructoare;
- spațiul din jurul transformatoarelor să fie degajat de materiale;
- se urmărește ca înfășurările secundare ale transformatoarelor de curent să nu fie deschise;
- se verifică nivelul uleiului, la transformatoare cu izolație în ulei; nivelul uleiului trebuie să fie în dreptul liniei roșii prevăzute pe capacul indicatorului de nivel;
- se verifică să nu fie pierderi de ulei, vizorul spart sau piesele de racord ale vizorului lipsă;
- aspectul exterior, integritatea cuvei, a etanșeității acesteia;
- starea izolatoarelor și a izolației de rășină care trebuie să fie întreagă, să nu prezinte spărturi, fisuri, urme de conturnare;
- starea curățeniei izolatoarelor din porțelan, a izolației de rășină;
- starea contactelor legăturilor dintre transformatorul de măsură și instalația unde sunt racordate;
- starea legăturilor la pământ a părților metalice a transformatoarelor de măsură, care, în mod normal, nu sunt sub tensiune;
- buna funcționare a transformatoarelor de măsură, prin aprecierea nivelului și a caracterului zgomotului produs în timpul funcționării. Când se constată zgomote anormale specifice descărcărilor sau de altă natură, transformatorul de măsură va fi retras din exploatare și supus reviziei și încercărilor în vederea depistării defectelor;
- verificarea culorii silicagelului din filtrul de aer.

Personalul de exploatare va urmări ca montarea sau demontarea aparatelor, releelor să nu ducă la depășirea puterii nominale a secundarelor, corespunzătoare clasei de precizie, respectiv pentru ca înfășurările secundarelor transformatoarelor de curent să nu rămână deschise.

Înfășurarea secundară deschisă la un transformator de curent determină zgomote sesizabile numai când el este parcurs de un curent apropiat de curentul nominal primar.

Orice funcționare anormală a transformatoarelor de măsură se va anunța la treapta operativă cu autoritate de decizie, notându-se cele constatate în jurnalul operativ de tură:

- scăderea nivelului uleiului. Personalul va cerceta cauza scăderii nivelului uleiului, presupunând existența unor neetanșeități ale cuvei, fisurarea izolatoarelor, contractarea uleiului din cauza temperaturii scăzute;
- creșterea nivelului uleiului datorită, de regulă, unei temperaturi atmosferice crescute;
- zgomot în transformator. Se va avea în vedere că aceasta poate fi sub formă de bâzâit, descărcări, pocnituri, bolboroseli și se va presupune un defect interior;
- decolorarea filtrului cu silicagel. Aceasta indică o pătrundere puternică de umezeală. Silicagelul ajuns la o culoare maroniu închis indică o saturație de umiditate;

- descărcări parţiale pe suprafaţa izolatoarelor. Se va analiza dacă zona respectivă nu este poluată cu noxe degajate de un consumator din apropiere, aceasta depunându-se pe suprafaţa izolatoarelor. De asemeni personalul va verifica nivelul de tensiune din reţea;
- dispariţia tensiunii secundare la transformatoarele de tensiune capacitive. Aceasta se datorează unui defect interior şi anume scurtcircuitarea înfăşurării primare a transformatorului inductiv de medie tensiune.

Capitolul 6

Exploatarea separatoarelor şi întrerupătoarelor

6.1 Caracteristici constructive şi funcţionale ale separatoarelor

Separatoarele sunt aparate de comutaţie, având următoarele elemente principale:

a) sistemul de contacte, care poate fi alcătuit dintr-un contact fix, şi unul mobil;

b) sistemul izolator, care este format din izolatoarele suport ale contactelor, precum şi din tija sau tijele izolante care transmit mişcarea de la dispozitivul de acţionare la contacte;

c) dispozitivul de acţionare care asigură închiderea sau deschiderea separatoarelor;

d) construcţia metalică de asamblare şi susţinere care realizează asamblarea şi susţinerea din punct de vedere mecanic.

Caracteristicile tehnice ale separatoarelor sunt:

- tensiunea nominală [kV] reprezintă tensiunea de funcţionare în regim nominal;
- curentul nominal [A] este curentul de funcţionare în regim nominal;
- valoarea efectivă a curentului limită termic [kA] reprezintă valoarea maximă a curentului de defect ce poate trece prin separator timp de 1 secundă, fără ca să se depăşească limita de încălzire admisibilă;
- valoarea de vârf a curentului limită dinamic [kAmax] reprezintă valoarea de vârf a primei alternanţe a curentului de scurtcircuit pe care separatorul îl suportă din punct de vedere dinamic.

Simbolul separatoarelor au următoarea semnificaţie:

– prima literă: S – separator;
– a doua literă: M sau T – monofazat sau trifazat;

- a treia literă: I sau E – de interior sau de exterior;
- P – cu cuțit de punere la pământ;
- F – siguranțe fuzibile incluse;
- T – cu izolator de trecere;
- C – pentru celule;
- B – basculant;
- R – rotativ.

Cifrele din a doua parte a simbolului indică tensiunea nominală [kV] și curentul nominal [A].

Literele sau cifrele din a treia parte a simbolului indică:

- s – montaj pe stânga a dispozitivului de acționare;
- d – montaj pe dreapta a dispozitivului de acționare;
- l – montaj în linie;
- I_{zm} – cu izolație mărită;
- LI – liberă închidere;
- LD – liberă deschidere.

Criterii de clasificare a separatoarelor:

- după numărul de poli: separatoare mono, bi sau tripolare;
- după felul instalației: separatoare de interior sau de exterior;
- după modul de instalare: separatoare montate în paralel, montate în linie, etc.;
- după modul de deplasare a contactelor: separatoare cuțit, rotative, basculante, de translație, pantograf, etc.;
- după poziția de instalare: separatoare pentru montare în plan vertical, orizontal sau atât în plan vertical cât și în plan orizontal;
- după prezența sau absența dispozitivelor de legare la pământ a polilor: separatoare fără dispozitive de legare la pământ, cu dispozitiv de legare la pământ sau două dispozitive de legare la pământ;
- după nivelul de izolație: cu izolație normală sau întărită.

6.2 Separatoare de interior 3 – 35 kV

Separatoarele se montează în celulele stațiilor și posturilor de transformare de medie tensiune interioare.

În figura 6.2.1 este prezentat un separator tripolar de interior de 10 – 35 kV și 200 – 800 A, iar în figura 6.2.2 un separator tripolar de 3 – 20 kV și două 2000 – 3000 A.

Acționarea separatoarelor de 3 – 35 kV de interior se face cu dispozitive de acționare manuală, tip AMI sau dispozitive de acționare cu aer comprimare tip AP.

În figura 6.2.3 este prezentat un dispozitiv AMI – 9.

Figura 6.2.1 *Separator tripolar de interior 3 … 20 kV, 3150 A*

Tipul separatorului	*Dimensiuni [mm]*														*Masa [kg]*
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	
STIn-(1) 3kV 2000A	673	650	305	290	522	170	114±4,5	327±4,5	150	123	435	249±4,5	540±4,5	-	88
STIn-(1) 3kV 3150A	719	650	335	320	522	170	119±4,5	352±4,5	150	135	465	254±4,5	540±4,5	-	105
STIn-(6) 10kV 2000A	203	884	340	320	698	250	134±6	367±6	150	125	470	274±6	631±6	10	100
STIn-(6) 10kV 3150A	719	884	340	320	698	250	139±6	392±6	150	135	470	279±6	661±6	10	118
STIn-(15) 20kV 2000A	807	1161	430	424	898	350	214±8	447±8	150	262±7	574	369±8	761±8	10	110
STIn-(15) 20kV 3150A	835	1161	430	424	898	350	219±8	472±8	150	275±10	574	360±8	815±8	10	126

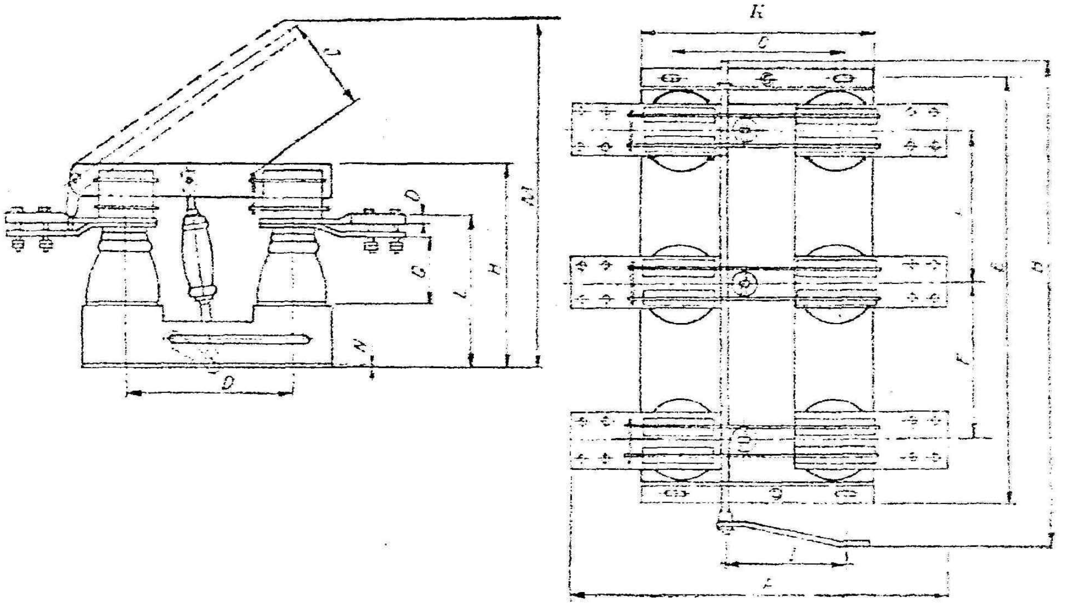
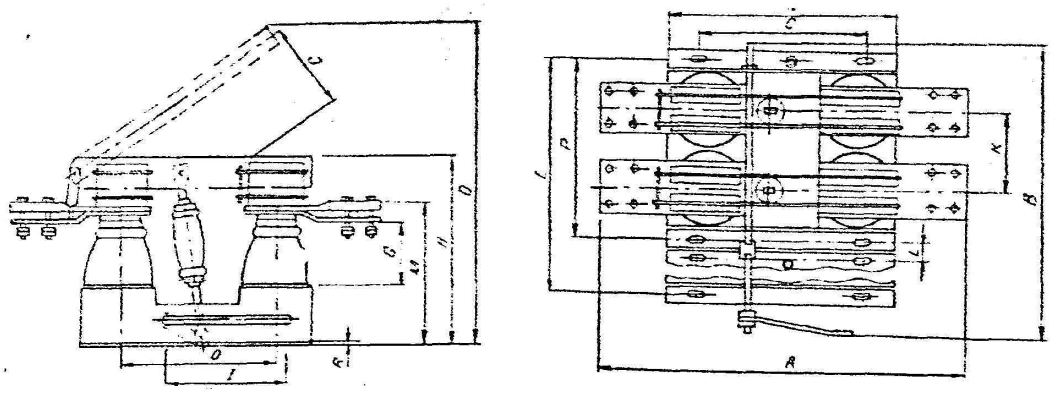


Figura 6.2.2 *Separator tripolar de interior 3 … 20 kV şi 5000 … 6300 A (o fază)*

Tipul separatorului	*Dimensiuni [mm]*																	*Masa [kg]*
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	R	
STIn-(1) 3kV 5000A	719	1138	340	320	965	211	124	357	150	90	125	43	274	450	560	293	-	88
STIn-(1) 3kV 6300A	735	1138	340	320	965	211	124	377	150	100	125	43	274	450	560	293	-	105
STIn-(6) 10kV 5000A	739	1291	360	340	1032	250	144	397	150	155	120	78	314	470	652	292	-	100
STIn-(6) 10kV 6300A	755	1291	360	340	1032	250	144	417	150	155	120	78	314	470	670	292	-	118
STIn-(15) 20kV 5000A	823	1568	424	424	1232	350	224	477	150	240	120	178	394	554	825	292	20	110
STIn-(15) 20kV 6300A	851	1568	424	424	1232	350	224	497	150	235	120	178	394	554	845	292	20	126



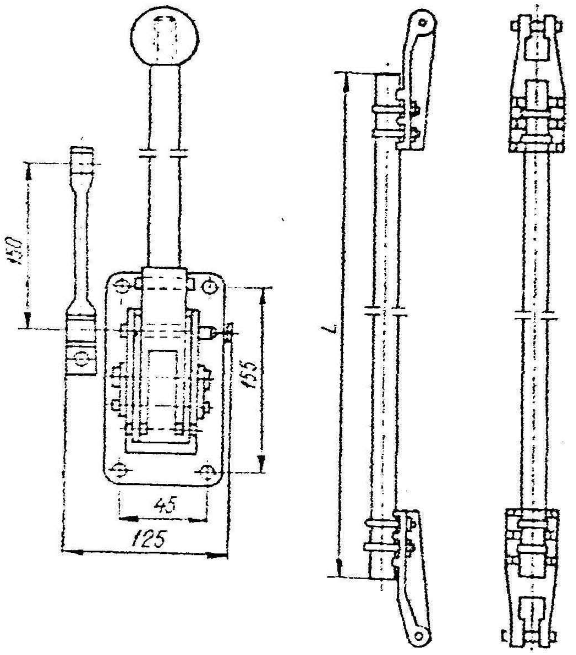


Figura 6.2.3 *Dispozitiv de acţionare tip AMI–9 cu manetă*

6.3 Separatoare de exterior 10 – 20 kV

Separatoarele de exterior de 10 – 20 kV se construiesc ca:

- separatoare tripolare tip cuţit pentru montaj în plan vertical (STEn 10 – 20 kV) sau orizontal (STENo 10 – 20 kV);
- separatoare tripolare tip basculant (STEb 10 –20 kV).

Aceste separatoare se montează , de regulă, pe liniile şi la posturile de transformare aeriene de medie tensiune. Acţionarea separatoarelor de exterior se face cu dispozitivul manual cu manetă tip AME – 1, ele se montează vertical pe stâlpul de beton sau lemn pe care se află instalat separatorul.

6.4 Separatoare de exterior 35 – 400 kV

Separatoarele de exterior de 35 – 220 kV îşi deschid contactele în plan orizontal. Separatoarele din această categorie se pot monta cu fazele în linie sau alăturat. Separatoarele de 400 kV îşi deschid contactele în plan vertical şi se pot acţiona numai electric, atât cuţitele principale cât şi cele de punere la pământ, cu dispozitivul tip A.S.E.

Schema unui separator tripolar de exterior 66 – 132 kV cu fazele montate alăturat este redată în figura 6.4.1.

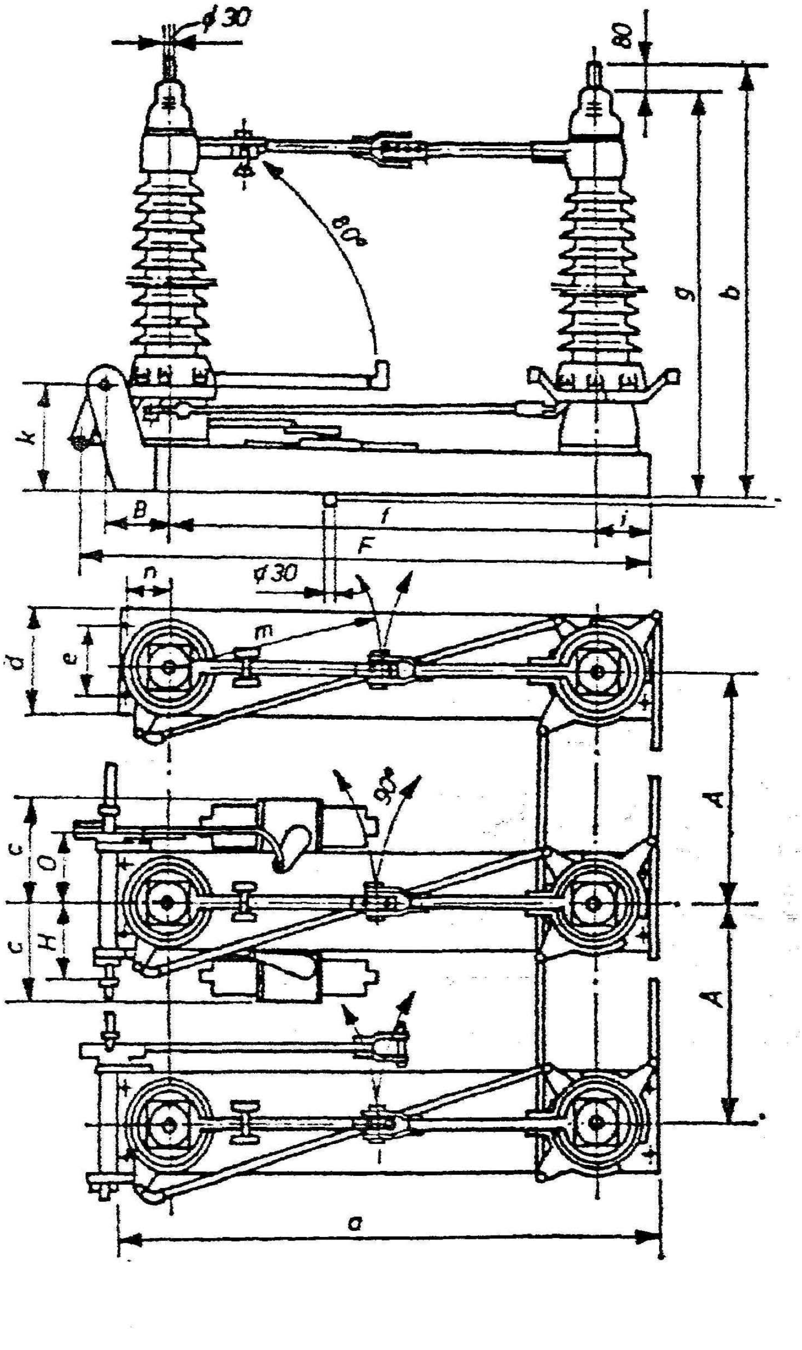
În figura 6.4.2 este redată schema electrică a dispozitivului de acţionare cu servomotor tip A.S.E., în care s-au făcut următoarele notaţii:

S = siguranţă
Sm = servomotor
RI = releu închidere
RD = releu deschidere
BI = buton închidere
BD = buton deschidere
R = rezistenţă încălzire
RB = releu blocare

CRI_1; CRI_2 = contacte releu închidere
CRD_1; CRD_2 = contacte releu deschidere
CBD_2 = contact buton deschidere
CBI_2 = contact buton închidere
C1-1;C1-2 ... C1-8; C2-1 ... C2-8 = contacte CSA
K1-1;K1-2; K2-2 = contacte semnalizare cuţite punere la pământ
DBE = dispozitiv blocare electromagnetică
CRB = contact releu blocare

Figura 6.4.1 *Separatoare tripolare de exterior 66...132 kV cu fazele montate alăturat. Legătura între separatorul cu acţionare manuală şi dispozitivul AME 5 se face cu ţeavă 45X5 OLT 35*

Tipul separatorului	*Dimensiuni [mm]*											Dimens. speciale pt. STEP					Masa disp. acţ. g
	a	b	c	d	e	f	g	i	m	n	A	B	F	O	H	K	
STE – 66	1300	1375	280	210	140	900	1320	150	500	105	1250						650
STEP – 66	1300	1375	280	210	140	900	1320	150	500	105	1250	275	1466	120	140	300	100
STE – 132	2050	2005	350	260	190	1650	1950	200	625	160	2300						1100
STEP – 132	2050	2005	350	260	190	1650	1950	200	625	160	2300	330	2270	290	260	305	1200



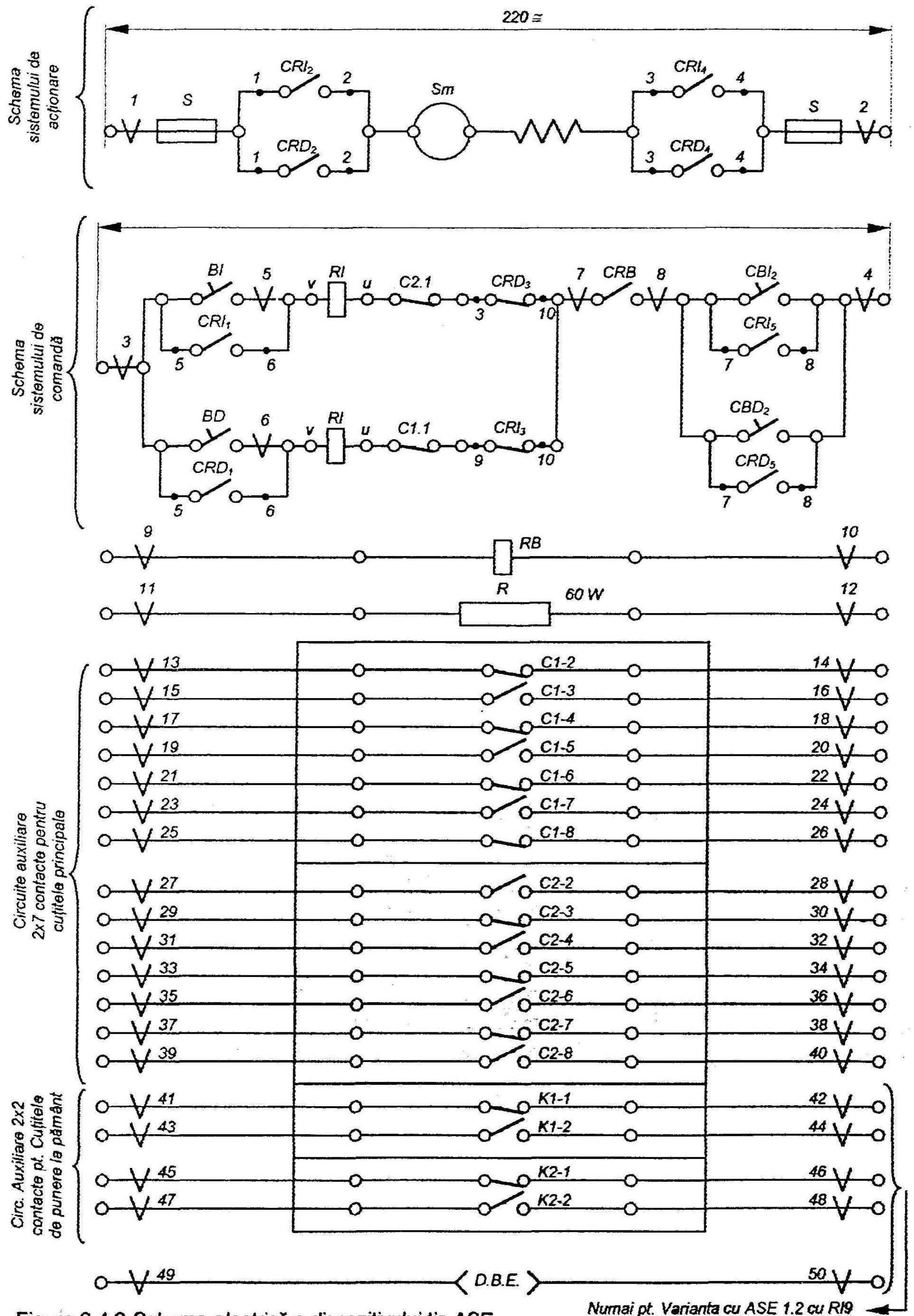

220 ≅
Schema sistemului de acționare
1
S
CRI₂
CRD₂
Sm
CRI₄
CRD₄
S
2
Schema sistemului de comandă
3
BI
CRI₁
5
6
v
RI
u
C2.1
CRD₃
7
CRB
8
CBI₂
CRI₅
4
BD
CRD₁
C1.1
CRI₃
9
10
CBD₂
CRD₅
RB
R
60 W
11
12
Circuite auxiliare 2x7 contacte pentru cuțitele principale
C1-2
C1-3
C1-4
C1-5
C1-6
C1-7
C1-8
C2-2
C2-3
C2-4
C2-5
C2-6
C2-7
C2-8
Circ. Auxiliare 2x2 contacte pt. Cuțitele de punere la pământ
K1-1
K1-2
K2-1
K2-2
13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26
27 28 29 30 31 32 33 34 35 36 37 38 39 40
41 42 43 44 45 46 47 48
49
D.B.E.
50
Numai pt. Varianta cu ASE 1.2 cu RI9

Figura 6.4.2 *Schema electrică a dispozitivului tip ASE*

6.5 Exploatarea separatoarelor şi a dispozitivelor de acţionare

În activitatea de exploatare se va urmări:

- integritatea izolatorilor (fisuri, crăpături, spargeri, ruperi, urme de conturnare, prezenţa conturnărilor, starea glazurii);
- starea contactelor separatorului, se va urmări dacă contactul s-a realizat corect; când separatorul este deschis se va urmări gradul de uzură a contactului;
- la separatoarele în funcţiune se va urmări încălzirea contactului, în special noaptea;
- se va urmări corespondenţa dintre poziţia manetei dispozitivului de acţionare şi poziţia cuţitelor separatorului;
- curentul de durată ce străbate separatorul va fi mai mic sau cel mult egal cu curentul nominal al separatorului, verificarea curentului de sarcină se va face prin citiri directe sau prin calcule.

Executarea manevrelor de închidere, respectiv de deschidere a separatorului de tip obţinut, în vederea întregirii, respectiv a întreruperii unui circuit, se va face ţinând seama de următoarele:

- se interzice întreruperea sau reîntregirea unor circuite sub sarcină cu ajutorul separatoarelor, în următoarele cazuri:
    - în circuitul respectiv există o punere la pământ;
    - circuitul este prevăzut cu întrerupător, în acest caz se va deconecta întrerupătorul şi numai după aceea se va deschide separatorul, iar la întregirea circuitelor manevra va fi invers.

Când circuitul care trebuie conectat sau deconectat nu are întrerupător, se admite să se facă următoarele operaţii cu separatorul:

- conectarea şi deconectarea trafo de tensiune;
- stabilirea şi întreruperea curentului pentru punerea sub tensiune în gol a barelor colectoare şi a echipamentului aferent;
- conectarea şi deconectarea legăturii la pământ a nulului trafo (în acest caz, la dispozitivul de acţionare al separatorului se va monta o semnalizare sigură a apariţiei punerii la pământ în reţea, manevra nefiind permisă în timpul punerilor la pământ);
- conectarea şi deconectarea bobinei de stingere (este necesară semnalizarea punerii la pământ);
- conectarea în gol a cablurilor şi liniilor electrice aeriene;
- în cazul în care, dintr-o eroare a personalului de tură, s-a început deschiderea sub sarcină (nepermisă) a unui separator, iar acest lucru este sesizat încă de la ieşirea cuţitului separatorului din contactul său fix, se va închide la loc separatorul cât mai repede posibil;
- în cazul închiderii sub sarcină (manevră nepermisă) a separatorului, la apariţia arcului manevra de închidere se va continua cu viteza maximă posibilă;
- este interzisă executarea de manevre cu separatoarele prevăzute cu blocaje;

- ordinea de deschidere a separatoarelor este linie – bare şi la închidere bare – linie, motivat de faptul că, la un eventual defect (incident) poate fi localizat fără să se extindă.

În timpul controlului, personalul de exploatare va urmări şi următoarele:

- integritatea capei metalice şi a izolatorului coloană (să nu existe fisuri, spargeri, culoarea glazurii schimbată în imediata vecinătate a capei);
- prezența părții vizibile a cimentului de armare pe toată circumferința capei şi păstrarea culorii inițiale;
- lipsa urmelor de scurgere a liantului de cimentare a capei;
- modificarea în planul orizontal a poziției capei;
- modificarea culorii vopselei cu care este protejată capa, ca urmare a căldurii provocate de un contact imperfect în interiorul capei.

Una din problemele de exploatare cele mai importante sunt blocajele electrice împotriva manevrării greşite, menținerea blocajelor stabilite în stare de funcționare şi utilizarea dispozitivelor de blocaj la acționarea separatoarelor este strict obligatorie pentru personalul de exploatare; ori de câte ori nu funcționează dispozitivele de blocaj, manevrele se opresc şi se anunță pe linie ierarhică operativă şi administrativă. După primarea aprobării de continuare a manevrei, aceasta se consemnează în jurnalul operativ de tură şi numai după aceasta se execută manevra în continuare. Se interzice anularea blocajelor din proprie inițiativă a personalului de exploatare.

Detalii suplimentare cu privire la comportarea personalului de tură la executarea de manevre cu separatoarele se dau în Instrucțiuni Tehnice Interne.

6.6 Întrerupătoare

Întrerupătoarele sunt aparate electrice de comutație destinate să stabilească, să suporte şi să întrerupă curenții de sarcină şi de defect care apar în rețelele de transport şi distribuție a energiei electrice.

Se execută în variante mono, bi sau tripolare, acționate cu unul sau trei mecanisme de acționare. Întrerupătoarele tripolare sunt destinate rețelelor electrice trifazate cu neutrul izolat, compensat sau efectiv legat la pământ, iar cele mono şi bipolare se folosesc pe rețelele pentru tracțiune electrică.

Mecanismele de acționare ale întrerupătoarelor sunt subansamble montate separat sau făcând corp comun cu acestea, destinate închiderii, menținerii în poziție închis sau deschiderii contactelor mobile. Întrerupătoarele cu ulei puțin de medie tensiune cuprind:

- întrerupătoare IUP – M10 – 20/630,1000;
- întrerupătoare IO 10 – 15 – 20/630, 1250, 2500, 4000;
- întrerupătoare IUP – 25.

Mecanismele de acționare ale acestora sunt de tipul cu motor electric şi acumulare de energie în resort, tip MR, MRL, MRI.

Întrerupătoarele cu ulei puţin de înaltă tensiune cuprind:

- întrerupătoare IUP – 35;
- întrerupătoare IO – 72,5;
- întrerupătoare IUP – 110;
- întrerupătoare IO – 110, 220, 400.

Mecanismele de acţionare ale acestora sunt de trei tipuri:

- cu motor electric şi acumulare de energie în resort tip MR – 4 pentru IUP – 35 şi IUP – 110;
- cu motor electric şi acumulare de energie într-o butelie de azot sub presiune de tip MOP – 1;
- pneumatice incluse pentru IUP – 35 şi IUP – 110.

Lungimea liniilor, capacităţile dintre linie şi pământ, cantitatea de energie ce se transmite pe linii determină apariţia suplimentară a parametrilor la întrerupătoare de peste 72,5 kV:

- capacitatea de rupere în discordanţă de fază;
- capacitatea de rupere a curenţilor mici capacitivi ai liniilor şi cablurilor în gol;
- capacitatea de rupere la defect kilometric.

6.6.1 Întrerupătoare de medie tensiune tip IUP – M – 10 – 20/630, 1000

Sunt întrerupătoare tripolare pentru clasele de izolaţie 12, respectiv 24 kV şi curenţi nominali 630; 1000A. Cei trei poli ai acestora sunt formaţi fiecare dintr-un ansamblu cuvă metalică aşezat prin intermediul a două izolatoare suport pe acelaşi şasiu. Contactele mobile sunt solidare cu axul lor comun prin intermediul unui sistem izolant bielă-manivelă.

Manevrele de închidere deschidere are loc prin deplasarea simultană în jos, respectiv în sus a contactelor mobile ale celor trei poli. Energia necesară pentru deplasarea contactelor este furnizată de mecanismul de acţionare. Transmiterea acesteia de la axul mecanismului la contactele mobile se face printr-un lanţ cinematic. Simultan cu închiderea se tensionează şi resoartele de deschidere.

Stingerea arcului electric are loc pe baza principiului jetului transversal, în camera de stingere construită din materiale stratificate în cuvă metalică sub tensiune. După amorsarea arcului, între contactul mobil şi contactul tulipă de la baza camerei se formează, prin descompunerea uleiului, gaze şi vapori de ulei.

6.6.2 Întrerupătoare ortojectoare de medie tensiune tip IO, IO–B, IO–AP, IO–M

Sunt întrerupătoare tripolare pentru clasele de izolaţie 12; 17,5; 24 kV şi curenţi nominali 630; 1250; 2550; 4000 A. Cei trei poli ai acestora sunt independent montaţi pe un şasiu comun. Polul include elementele esenţiale ale întrerupătorului şi anume:

- calea de curent care se compune din: borna superioară, contactul fix superior, tija contactului mobil, contactul inferior și borna de curent inferior;
- elementele pentru stingerea arcului: camera de stingere, camera de detentă, carterul superior, vârful de contact și inelul de protecție;
- elementele de izolare ca: tija izolantă a contactului mobil, cilindrul izolant, ecrane izolante;
    - elemente legate de prezența uleiului ca: bușoane de umplere, golire, garnituri, vizori, etc;
    - carterul inferior împreună cu cilindrul izolant formând elementele de rezistență mecanică a polului, preiau reacțiile mecanice care apar în elementele lanțului cinematic la transmiterea energiei de la mecanismul de acționare la contactul mobil.

Manevrele de închidere și deschidere au loc prin deplasarea simultană în sus și respectiv în jos, a contactelor mobile ale celor trei poli. Energia necesară în acest scop este furnizată de mecanismul de acționare și este obținută astfel:

- acumularea în resoarte se realizează de la un servomotor sau manual pentru întrerupătoare IO, IO-B, IO-M;
- de la o rețea de aer comprimat, în cazul întrerupătoarelor IO-AP.

Schema unui întrerupător de 24 kV și 630 A este redată în figura 6.6.2.1.

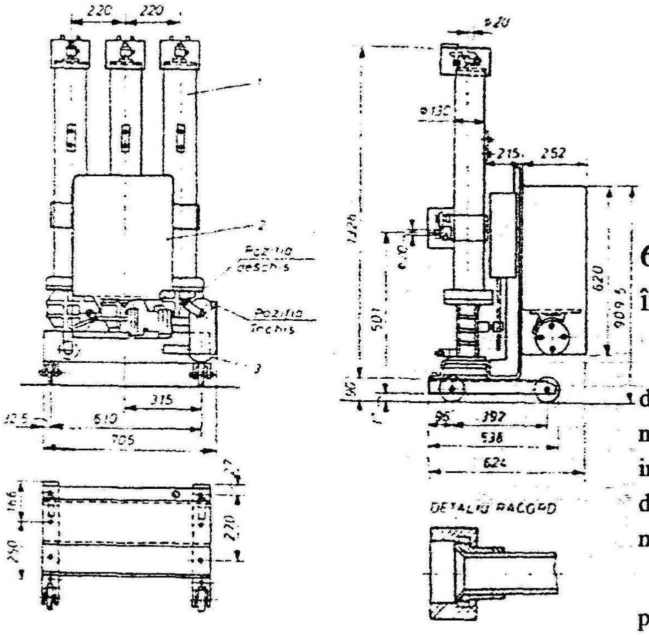


Figura 6.6.2.1 *Întreruptoare IO-AP 24/630. Dimensiuni de gabarit:*
1 – ansamblu pol și carter; 2 – mecanism de acționare; 3 – cărucior.

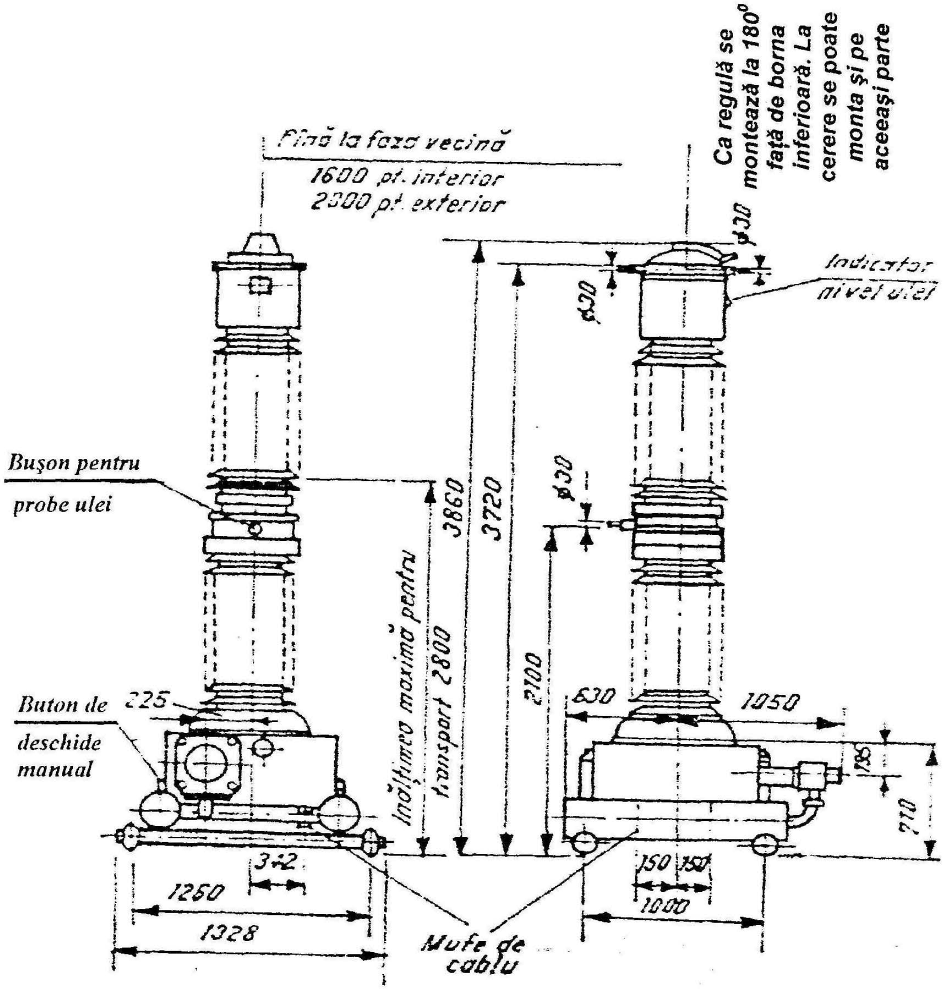
6.6.3 Întrerupătoare tripolare de înaltă tensiune tip IUP - 110

Sunt întrerupătoare pentru clasa de izolație de 123 kV având curenți nominali de 1250 A, realizați cu poli independenți – fiecare cu propriul său dispozitiv de acționare – fără legături mecanice între poli (figura 6.6.3.1).

Există două tipuri constructive principale care diferă între ele prin tipul dispozitivului de acționare: o variantă se realizează dispozitiv de acționare pneumatic inclus, în cealaltă variantă cu dispozitiv de acționare cu servomotor electric cu acumulare de energie mecanică în resort.

Întrerupătoarele sunt prevăzute cu rezistențe de încălzire a uleiului din carter, asigurând funcționarea la temperaturi joase (- 10 ... - 30 ^{0}C).

Figura 6.6.3.1 Întrerupătoare IUP – 110/1250 I, E cu acționare pneumatică. Dimensiuni de gabarit


Ca regulă se montează la 180° față de borna inferioară. La cerere se poate monta și pe aceeași parte
Pînă la faza vecină
1600 pt. interior
2000 pt. exterior
ϕ30
Indicator nivel ulei
Buşon pentru probe ulei
3860
3720
ϕ30
Înălţimea maximă pentru transport 2800
2100
Buton de deschide manual
225
630
1050
195
710
342
1250
1328
150
150
1000
Mufe de cablu

6.6.4 Întrerupătoare tripolare de înaltă tensiune tip IO – 110/1600; IO – 220/1600; IO – 400/1600

Sunt întrerupătoare cu comandă unipolară, în sensul că se realizează cu poli independenți cu un mecanism de acționare pe pol, la 110 kV. Se realizează şi în variantele bipolare şi tripolare, adică sunt prevăzute cu un singur dispozitiv de acționare pentru doi, respectiv trei poli.

Se realizează pentru clasele de izolație de 123 kV, 245 kV şi 420 kV, curentul nominal este de 1600 şi 2000 A.

Camerele de stingere modul se înseriază într-un montaj V, cuplându-se astfel electric şi mecanic între ele şi împreună, se cuplează mecanic cu dispozitivul de acționare; astfel, rezultă două module şi respectiv un V la 110 kV, 4 module şi respectiv două ansamble V la 220 kV şi 6 module şi respectiv 3 ansamble V la 400 kV. Fiecare ansamblu V este montat pe o coloană – suport propriu electroizolant.

Repartiţia pe fiecare cameră de stingere a solicitărilor la diverse încercări, ca:

- încercarea izolaţiei electrice;
- încercarea la puterea de rupere;
- încercarea la deconectarea defectului kilometric, a opoziţiei de fază, a curenţilor liniilor în gol, cablurilor în gol, transformatoarelor în gol;

poate fi neuniformă, datorită următoarelor cauze:

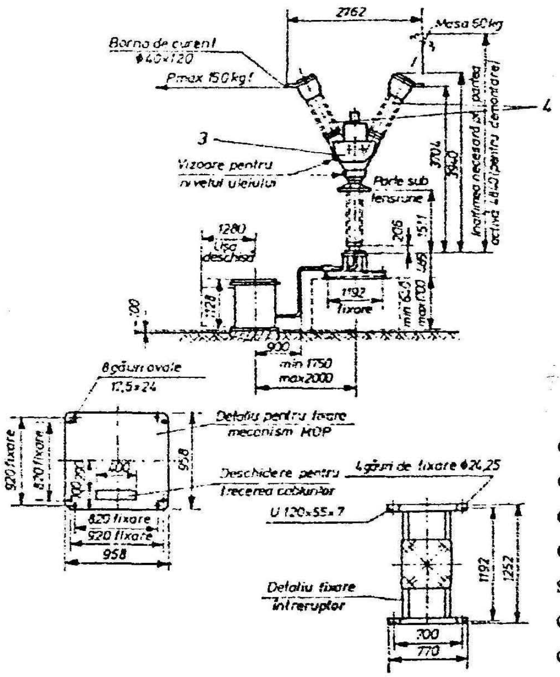
- curenţi post arc diferiţi;
- influenţa pământului;
- capacităţi diferite ale modulelor.

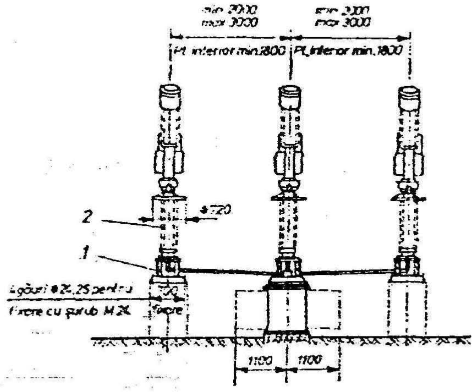
Din această cauză, se prevăd în paralel cu camerele de stingere, condensatoare de uniformizare, după cum urmează:

- IO – 110/1600, pentru folosirea la tensiunea nominală de 170 kV: 2 condensatoare de 400 pF;
- IO – 220/1600: 4 condensatoare de 800 pF;
- IO – 400/1600: 4 condensatoare de 800 pF şi 2 de 1000 pF; în acest caz, se montează condensatoarele de 1000 pF pe camerele extreme, deoarece calculele teoretice şi experimentale arată că, în acest caz, repartiţia tensiunii de restabilire prezintă un grad de uniformitate mai avantajos.

Figura 6.6.4.1 *Întrerupătoare tripolare IO-110/1600 cu un MPOP. Dimensiuni de gabarit:*

1 – ansamblu şasiu; 2 – ansamblu coloană; 3 – ansamblu mecanism; 4 – ansamblu cameră de stingere


2762
Masa 60kg
Borna de curent
ϕ40×120
Pmax 150kgf
1
4
3
Vizoare pentru
nivelul uleiului
Parte sub
tensiune
3704
3940
Înălţimea necesară scoaterii părţii active (pentru demontare)
1280
Uşa deschisă
1128
100
206
1511
485
1192
fixare
min 600
max 1100
900
min 1750
max 2000
8 găuri ovale
12,5×24
Detaliu pentru fixare
mecanism MOP
Deschidere pentru
trecerea cablurilor
920 fixare
820 fixare
958
200
100
4 găuri de fixare ϕ26,25
U 120×55×7
Detaliu fixare
întreruptor
1192
1252
300
770


min 2000
max 3000
min 2000
max 3000
Pt. interior min.1800
Pt. interior min.1800
2
ϕ720
1
4 găuri ϕ26,25 pentru
fixare cu şurub M24
fixare
1100
1100

Dispozitivul de acţionare este de oleopneumatic şi poate asigura mişcarea contactelor mobile atât la închidere cât şi la deschidere. Un dispozitiv de acţionare oleopneumatic are energie care asigură mişcarea simultană a contactelor mobile din 6 module de camere de stingere, respectiv 3 ansamble V, în condiţiile secvenţei nominale de manevră, adică: D – 0,3S – 1D180S – ID.

În figura 6.6.4.1 este redat întrerupătorul IO – 110/1600 cu un MOP.

Construcţia elementelor importante ale întrerupătoarelor.

Ansamblul cameră de stingere – constituie modulul de bază şi se compune din:

- **calea de curent** incluzând borna de racord electric, postcontactul fix superior, degetele de contact superioare, contactul mobil, degetele de contact inferioare, postcontactul inferior şi o bară din aluminiu care face legătura cu celălalt modul de pe acelaşi ansamblu V.

Borna de racord, contactul mobil şi degetele de contact sunt argintate electrolitic. Pe suprafeţele pieselor din aliaje de aluminiu, ca postcontactul inferior şi superior, aflate în contact electric cu piese de cupru, se aplică un strat subţire de cupru, pentru asigurarea stabilităţii în timp a îmbinării de contact electric.

- **Elementele pentru stingerea arcului electric** includ: subansamblul cameră de stingere, piesele care preiau piciorul arcului electric, carterul superior, subansamblul valvă, jiclorul de eşapare a gazelor, capacul, tubul de protecţie, pistonul diferenţial anticavitaţie pentru injecţie suplimentară de ulei, cu resortul şi sondele elastice, supapa de siguranţă.

Camera de stingere este rigidă şi compartimentată prin intermediul unor discuri care asigură buzunare de reţinere a uleiului; această cameră se realizează din ţesătură de sticlă impregnată în răşini epoxidice, sub vid şi presiune.

Piesele greu fuzibile se realizează din aliaje sinterizate de cupru (20%) şi W (80%); se asigură astfel reducerea eroziunii produsă de arcul electric, atât a contactelor respective care preiau piciorul de arc electric, cât şi a degetelor de contact care sunt protejate prin inelul din material greu fuzibil. Experienţa arată că, chiar în aceste condiţii protecţia nu este totală şi piesele de contact prezintă o oarecare eroziune după comutaţii repetate.

Enumerarea de mai sus a elementelor pentru stingerea arcului electric s-a făcut în ordinea intervenţiei acestora în procesul de stingere, proces care se prezintă după cum urmează: descrierea începe considerând întrerupătorul în poziţia închis. În această poziţie, resortul pistonului diferenţial injector este comprimat din timpul închiderii anterioare, fiind menţinut blocat în această poziţie de către tija contactului mobil. La deplasarea în jos cu viteză mare a contactului, pistonul – împins de resortul său – trimite un volum de ulei în vidul creat prin eliminarea uleiului.

După separarea pieselor de contact electric (Cu – W) apare arcul electric care se dezvoltă în camera de stingere; concomitent apar procesele gazodinamice care conduc la deplasarea în carterul superior a elementelor rezultate din descompunerea de către arcul electric a uleiului. Subansamblul valvă asigură obturarea automată a comunicării între carterul superior (camera de aer) şi camera de detentă, gazele fiind astfel obligate să treacă numai prin orificiul calibrat al jiclorului de eşapare; în acelaşi timp, valva are rolul important de a împiedica trecerea presiunii în spaţiul dintre cilindrii de presiune şi izolator.

Prin orificiul jiclorului de eşapare este antrenată în camera de detentă şi o cantitate de ulei. În continuare, gazele se evacuează în atmosferă prin tubul de protecţie. Deplasarea contactului mobil determină lungirea arcului electric în camera de stingere, ceea ce conduce la dezvoltarea de gaze, creşterea presiunii şi ca urmare, la activarea autosuflajului; în acelaşi timp, se măreşte şi volumul de gaze eşapate în atmosferă.

Injectarea uleiului pe piciorul de arc de pe inelul de protecție se realizează într-o durată care nu depășește două semiperioade (20 ms).

După ce contactul mobil depășește toate orificiile transversale ale camerei de stingere, are loc o detentă a gazelor din coloana arcului electric prin aceste orificii, în spațiul dintre camera de stingere și cilindrul electroizolant de presiune.

Această detentă provoacă scăderea presiunii în coloana arcului electric în raport cu presiunea uleiului din compartimentele cuprinse între discurile camerei de stingere. La următoarea trecere prin zero, această diferență de presiune se amplifică și are loc deci o deplasare de vapori de ulei, perpendiculară pe coloana aerului răcind-o și producând apoi stingere acestuia.

Evacuarea gazelor spre atmosferă continuă o durată de timp și după stingerea aerului, la terminarea acestui fenomen, o dată cu scăderea presiunii în de nivel, subansamblul valvă determină deschiderea orificiului prin care uleiul din camera de detentă revine în carterul de nivel.

Supapa de siguranță a fost prevăzută, în scopul protecției ansamblului împotriva exploziei, atunci când din diferite cauze s-ar obtura în timpul procesului de întrerupere, orificiul jiclorului de eșapare.

Descrierea de mai sus a procesului întreruperii se referă la:

- întreruperea curenților de scurtcircuit;
- întreruperea curenților de defect kilometric;
- întreruperea defectelor consecutive;
- deconectări în opoziție de fază.

În aceste cazuri, durata arcului la aceste întrerupătoare este cuprinsă între 1-3 semiperioade (10-30 ms). La deconectarea curenților mici capacitivi, stingerea are loc mai rapid (până la o semiperioadă) datorită pistonului injectiv diferențial și vitezei mari de deplasare a contactelor mobile, care asigură întreruperea fără reaprinderi și reamorsări repetate.

Supratensiunile interne de comutație, care apar în acest caz, sunt caracterizate printr-un coeficient de supratensiune mai mic de 2,5 p.u.

- **Elementele legate de prezența uleiului**, care include bușonul de umplere, vizorul striat, subansamblul valvă, garnituri de etanșare și robinetele de golire.

- **Elementele de izolație electrică** care include cilindrul izolant și izolatorul suport, ambele având rolul de a asigura izolația între contactele în poziția deschisă a întrerupătorului.

De asemenea, ele reprezintă elementele principale de rezistență mecanică ale modulului, cilindrul asigurând stingerea pe extremitățile izolatorului a postcontactului inferior și a carterului de nivel.

Ansamblul mecanism. Prin intermediul acestuia are loc transmiterea energiei undei de presiune de la dispozitivul de acționare la contactele mobile ale celor două module, ale unui ansamblu V.

Transmisia se face printr-un lanț cinematic format din tijă, piston, biele, o, piesă de ghidaj, tijă de contact mobilă, toate fiind articulate între ele prin bolțuri de legătură.

Deplasarea perfect liniară a tijelor de contact mobile se obține prin folosirea unor elemente de ghidaj.

Datorită acceleraţiilor mari necesare şi pentru evitarea şocurilor se folosesc amortizoare la închidere (carterul amortizor la închidere şi piesa de la capătul tijei pistonului) şi la deschidere (subansamblul amortizor de deschidere).

Ambele sunt amortizoare cu ulei, folosind principiul amortizării prin comprimarea unui volum de ulei obligat să se evacueze prin orificii calibrate.

Amortizorul de deschidere necesită existenţa uleiului Tr.30 până la nivelul indicat de vizorul din subansamblul carter. Admisia uleiului, pe o faţă sau alta a pistonului, este controlată de nişte clapete care permit obţinerea aceloraşi caracteristici cinematice la modulii folosiţi la diversele variante de întrerupătoare. Blocarea în poziţia închis şi deschis a contactului mobil se face cu două resoarte TUMBLER.

Ansamblul V se fixează pe coloana izolată prin intermediul unor amortizoare cu rondele.

Coloanele izolante. Acestea asigură izolaţia faţă de masă a întrerupătorului, ele include carcasa de trecere din porţelan electrotehnic dur, tuburi electroizolante de înaltă presiune pentru fluidul de transmitere a comenzilor de acţionare, subansamblul capac, carter, soclu şi robinet de golire.

Coloana este umplută sub vid cu ulei de transformator TR-30. Pentru controlul nivelului uleiului din coloană este prevăzut în carter un vizor striat. Izolatoarele sunt capabile să reziste la solicitările mecanice produse de acţiunea unui vânt de 40m/s. îmbinarea izolatoarelor cu armăturile este capabilă să reziste la eforturile dinamice care apar în timpul manevrei de închidere şi deschidere pe scurtcircuit. Numărul tronsoanelor de izolatoare din coloană depinde de tensiunea nominală a întrerupătorului, astfel, coloana pentru IO-110/1650 are un singur tronson, pentru IO-220/1650 are două tronsoane iar pentru IO-400/1650 are trei tronsoane, toate tronsoanele sunt suprapuse, soluţia adoptată asigurând o modulare avansată cu eficienţă tehnologică şi de revizie în exploatare.

Tuburile de înaltă tensiune sunt din sticlotextolit rulat de înaltă rezistenţă mecanică şi electrică, prin ele se transmite unda de presiune de la dispozitivul de acţionare oleopneumatică MOP, spre pistonul cu dublu efect al subansamblului mecanism.

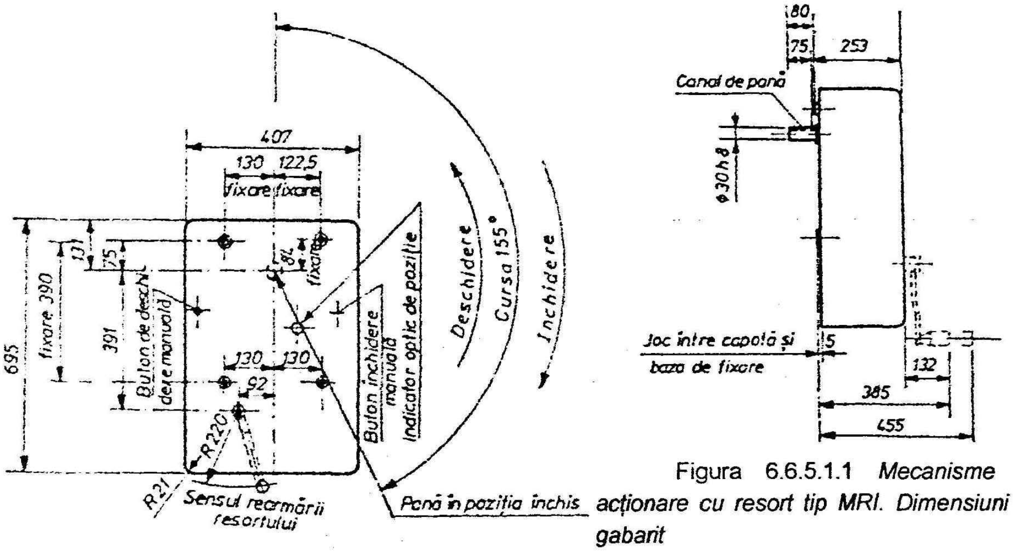
În scopul uniformizării câmpului electric sunt prevăzute inele de gardă atât în interiorul coloanei cât şi în exteriorul acesteia, în aer.

Condensatoarele sunt destinate îmbunătăţirii reparaţiei tensiunii de restabilire pe modulele înseriate. Ele sunt de construcţie etanşă incluzând capacităţi elementare înseriate din folie de aluminiu şi hârtie în ulei. Dilatările uleiului sunt preluate de un burduf de cauciuc.

6.6.5 Dispozitivele de acţionare pentru întrerupătoare

Acestea sunt ansamble distincte sau incluse în întrerupătoare asigurând comutaţia acestora. Pe baza datelor din normele uzuale, aceste dispozitive sigură transmiterea, în urma comenzii manuale sau electrice a energiei de acţionare, la contactele mobile ale întrerupătorului. Energia pusă în joc de aceste dispozitive asigură imprimarea vitezei prescrise a contactelor. De asemenea, dispozitivele de acţionare trebuie să menţină întrerupătorul blocat în poziţia închis şi deschis, după caz, în toate condiţiile din exploatare (vibraţii, trepidaţii, trecerea curentului de scurtcircuit de şoc).

6.6.5.1 *Dispozitive de acționare cu electromotor și acumulare de energie în resoarte tip MR, MRL, MRI*


407
130
122,5
fixare
fixare
695
fixare 390
131
75
391
Buton de declichetare manuală
130
130
92
R220
R21
Sensul rearmării resortului
Buton închidere manuală
Indicator optic de poziție
Deschidere
Cursa 155°
Închidere
Pană în poziția închis
80
75
253
Canal de pană
⌀30h8
Joc între capotă și baza de fixare
15
132
385
455

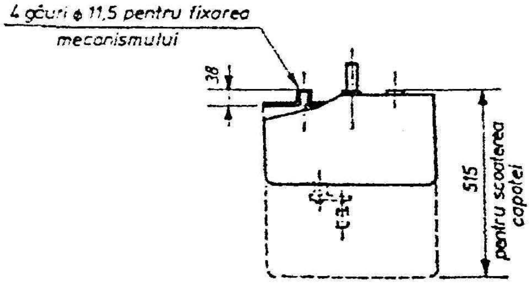

4 găuri ⌀ 11,5 pentru fixarea mecanismului
38
515
pentru scoaterea capotei

Figura 6.6.5.1.1 *Mecanisme de acționare cu resort tip MRI. Dimensiuni de gabarit*

Dispozitivele de acționare asigură comanda întrerupătoarelor cu tensiuni nominale cuprinse între 10 și 110 kV și curenți nominali cuprinși între 630 și 4000A.

Elementele principale ale acestor dispozitive sunt:

- sistemul de acumulare a energiei;
- sistemul de transmitere a energiei;
- sistemele de clichetare și declichetare;
- sistemele de semnalizări și blocaj.

Sistemul de acumulare a energiei se compune dintr-un motor electric conectat la rețeaua de tensiune operativă. Cele mai răspândite mecanisme în exploatare sunt MRI și MR.4. În figura 6.6.5.1.1 este redat mecanismul de acționare cu resort tip MRI.

La mecanismul MRI acumularea energiei se realizează ca și la MRL, cu deosebirea că treapta I de reducere a turației se compune din roți cu canal și curele trapezoidale. Treapta a II-a de reducere se compune din roți dințate și lanț de bicicletă. Acumularea energiei la MRI se asigură într-un singur resort.

La mecanismul MR4 se găsesc elemente asemănătoare ca și la MRI, însă acumularea energiei se realizează în două resoarte tensionate simultan în paralel.

Sistemul de transmitere a energiei înmagazinate la arborele mecanismului de acţionare şi resortul de deschidere. Axul principal are două părţi distincte: axul de armare, solidar permanent cu resoartele de închidere şi axul întrerupătorului, solidar permanent cu resortul de deschidere.

Aceste două axe se pot roti independent pe durata acumulării energiei şi respectiv a deschiderii, fiind solidare între ele numai pe durata închiderii.

Transmiterea energiei se realizează astfel: prin declichetarea blocajului, resoartele de închidere se destind, iar axul de armare se cuplează mecanic printr-un dispozitiv de acroşaj cu axul întrerupătorului, efectuându-se astfel operaţia de închidere simultan cu tensionarea resortului de deschidere.

La capătul operaţiei de închidere, resortul de deschidere se află tensionat la forţa nominală, acumulând energia necesară deschiderii, în această poziţie el este blocat prin sistemul de clichetare la deschidere.

După terminarea închiderii, axul de armare continuă independent rotirea sub acţiunea electromotorului, oprindu-se după blocarea în poziţia armat a resoartelor de închidere.

Energia se înmagazinează în volant la începutul închiderii când forţele dezvoltate de resoartele de închidere sunt mari, această energie se cedează sistemului mecanic spre sfârşitul operaţiei de închidere când forţele resoartelor de deschidere unt maxime şi reduc, prin caracterul lor antagonist, viteza de închidere.

În felul acesta se asigură o corelaţie mai eficientă a resoartelor de închidere şi deschidere şi a curbelor caracteristice celor două procese, ceea ce asigură o creştere a vitezei de închidere spre sfârşitul acestei operaţii.

Volantul este plasat pe axul intermediar al treptei a doua de reducere a turaţiei, la mecanismele MRI, acest volant este plasat direct pe axul de armare, deci viteza de rotaţie este mică, ceea ce determină o creştere mare a masei volantului. La mecanismul MR.4 se cuplează volantul de inerţie cu axul mecanismului printr-un sistem de roţi dinţate şi lanţ de multiplicare, ceea ce duce la mărirea vitezei de rotaţie.

6.6.5.2 *Mecanisme de acţionare pneumatice de tip MPI*

Sunt mecanisme de acţionare care folosesc energia aerului comprimat pentru închiderea întrerupătoarelor IO-AP-12/630, 1250, IO-AP-24/630, deschiderea acestora efectuându-se cu resort.

În figura 6.6.5.2.1. este redat mecanismul de acţionare pneumatic tip MPI.

Sistemul de acumulare a energiei este alcătuit dintr-o conductă de aer comprimat care, înainte de a intra, în corpul ventil a mecanismului trece printr-un rezervor tampon.

În lipsa aerului comprimat se poate efectua numai o închidere în scopul reglajului curselor. Aceasta se face manual cu ajutorul unui şurub şi numai în absenţa tensiunii de la bornele întrerupătorului.

Sistemul de transmisie a energiei este compus din corpul ventil care asigură trecerea aerului spre faţa activă a pistonului.

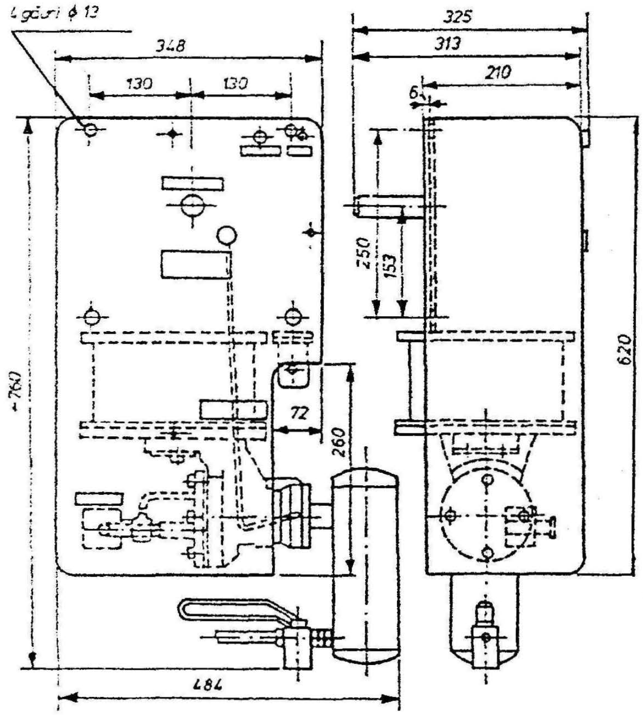


Figura 6.6.5.2.1 *Mecanisme de acționare pneumatice tip MPI. Dimensiuni de gabarit*

Prin destinderea aerului comprimat din cilindru, pistonul se deplasează prin tija solidară cu el, acționând rola așezată în colțul unui patrulater articulat. O latură a acestui patrulater este levierul solidar cu axul întrerupătorului pe care-l rotește. În acest mod se transmite energia de la sistemul de acumulare la axul întrerupătorului și la resortul de deschidere.

Patrulaterul articulat are două laturi fixe și este blocat în noua sa poziție corespunzătoare poziției închise a întrerupătorului prin imobilizarea celorlalte două laturi.

După închidere, admisia aerului comprimat este oprită și după ce volumul de aer din spatele pistonului își pierde presiunea, pistonul este readus în poziția inițială de către un resort elicoidal care era comprimat în timpul închiderii. Acordul între energia motoare și cea rezistentă se efectuează prin volumul rezervorului tampon de aer.

Electrovalva de închidere deschide o conductă din Cu, prin care aerul se transmite la o membrană din cauciuc. Prin umflarea acesteia se acționează o supapă diferențială pe o secțiune mai mare decât secțiunea de admisie a aerului spre piston.

Declanșatorul de deschidere este format dintr-un electromagnet de tip U a cărui armătură este prevăzută cu un clichet cu cioc. La sfârșitul curbei de deschidere, o camă solidară cu axul întrerupătorului împinge armătura prin intermediul unei pârghii și tensionează un resort declanșator.

O pârghie este reținută de clichetul cu cioc al armăturii electromagnetului de deschidere. La atragerea armăturii resortului se eliberează iar pârghia prin intermediul unui dispozitiv de multiplicare, înlătură blocajul patrulaterul articulat, dezăvorând astfel resortul de deschidere. Se observă deci ca și la mecanismele cu resort, două trepte de reducere o forțelor necesare declichetărilor, în cazul declanșatoarelor de tensiune și a celor manuale.

6.6.5.3 *Mecanismul de acționare oleopneumatice tip MOP-1*

Mecanismul de acționare oleopneumatic tip MOP-1 este redat în figura 6.6.5.3.1.

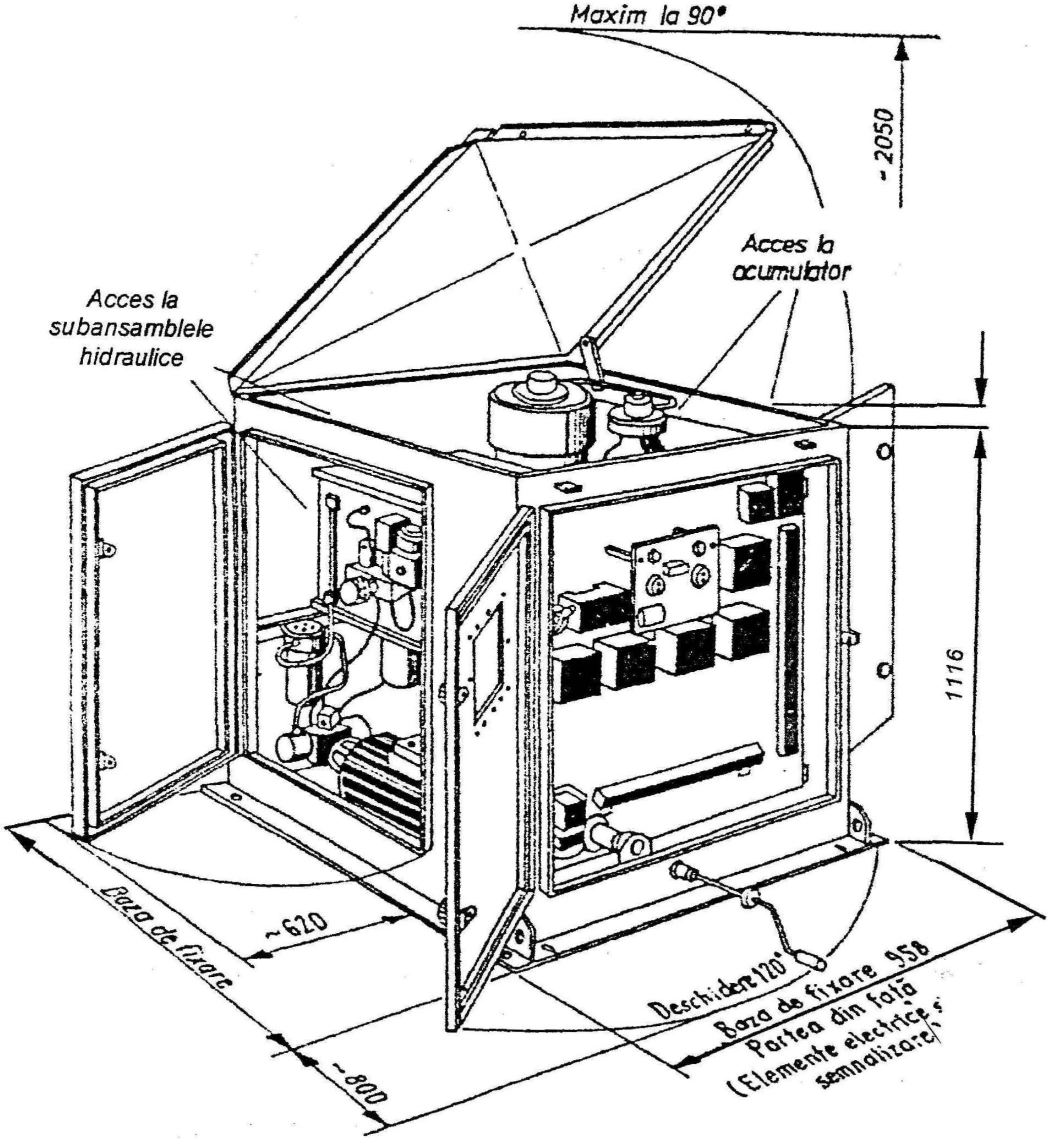

Maxim la 90°
~2050
Acces la acumulator
Acces la subansamblele hidraulice
1116
Baza de fixare
~620
~800
Deschidere 120°
Baza de fixare 958
Partea din față
(Elemente electrice și semnalizare)

Figura 6.6.5.3.1 *Mecanisme de acționare oleopneumatice tip MOP-1. Dimensiuni de gabarit*

Sunt mecanisme de acționare ale întrerupătoarelor IO-110/1600, IO-220/1600, IO-400/1600, folosind energia eliberată printr-o detentă parțială a azotului comprimat. Unda de presiune creată transmite la pistonul cu dublu efect al întrerupătorului.

Sistemul de formare al energiei este format din următoarele părți:

- butelia de azot precomprimat;
- cilindrul acumulatorului de înaltă presiune;
- pistonul acumulatorului de înaltă presiune;
- grupul motopompă cu accesoriile ;
- filtrul de ulei.

Înaintea punerii sub tensiune a schemei electrice, pistonul este obligat de azotul precomprimat din butelie să ocupe poziția limită inferioară. După punerea sub tensiune a motorului de antrenare, pompa determină deplasarea în sus a pistonului prin creșterea presiunii pe fața inferioară a pistonului. Această deplasare continuă până când presiunea azotului devine cea nominală. Acest fapt este sesizat de microîntrerupătorul acționat de tija pistonului și care întrerupe circuitul de alimentare al motorului pompei.

Conductele principale cu ulei la aceeași presiune sunt obturate de clapetele valvelor principale. Sistemul de transmitere a energiei se realizează astfel: clapetele valvelor principale sunt obligate de sistemul de declichetare să deschidă conductele principale, permițând astfel trecerea undei de presiune prin conductele de oțel și tuburile de înaltă presiune până la fața pistonului cu dublu efect al mecanismului întrerupătorului.

Trebuie remarcat că forța de închidere a pistonului cu dublu efect al mecanismului întrerupătorului se găsește în legătură cu acumulatorul de joasă tensiune.

Uleiul din acest compartiment este refulat cu o rezistență hidraulică minimă în acest acumulator cu scopul final de a obține viteze de deschidere mari. Perna de azot sub presiune introduce ulterior o cantitate de ulei în circuitul hidraulic. Sistemul de clichetare și declichetare se realizează după cum urmează: forța de zăvorâre a energiei acumulate este în acest caz foarte mare. De aceea este necesară o reducere cu trei trepte a acestei forțe. Cu toate acestea este necesară o putere electrică de 500, respectiv 300 W a declanșatoarelor de tensiune pentru deschidere, respectiv închidere.

Cele trei trepte de reducere sunt: valva pilot, valva intermediară și valva principală. Impulsul hidraulic de comandă este menținut automat printr-o clapetă de întârziere în valva de temporizare, până la efectuarea completă a operației comandate. Valva de autoalimentare are rol de a permite întreruperea operației de închidere în timpul închiderii pe scurtcircuit și începerea rapidă a operației de deschidere. De asemenea, are rolul de a asigura reînchiderea în timpul reanclanșării automate rapide.

Comenzile se pot efectua, conform figurii 6.6.5.3.2, astfel:

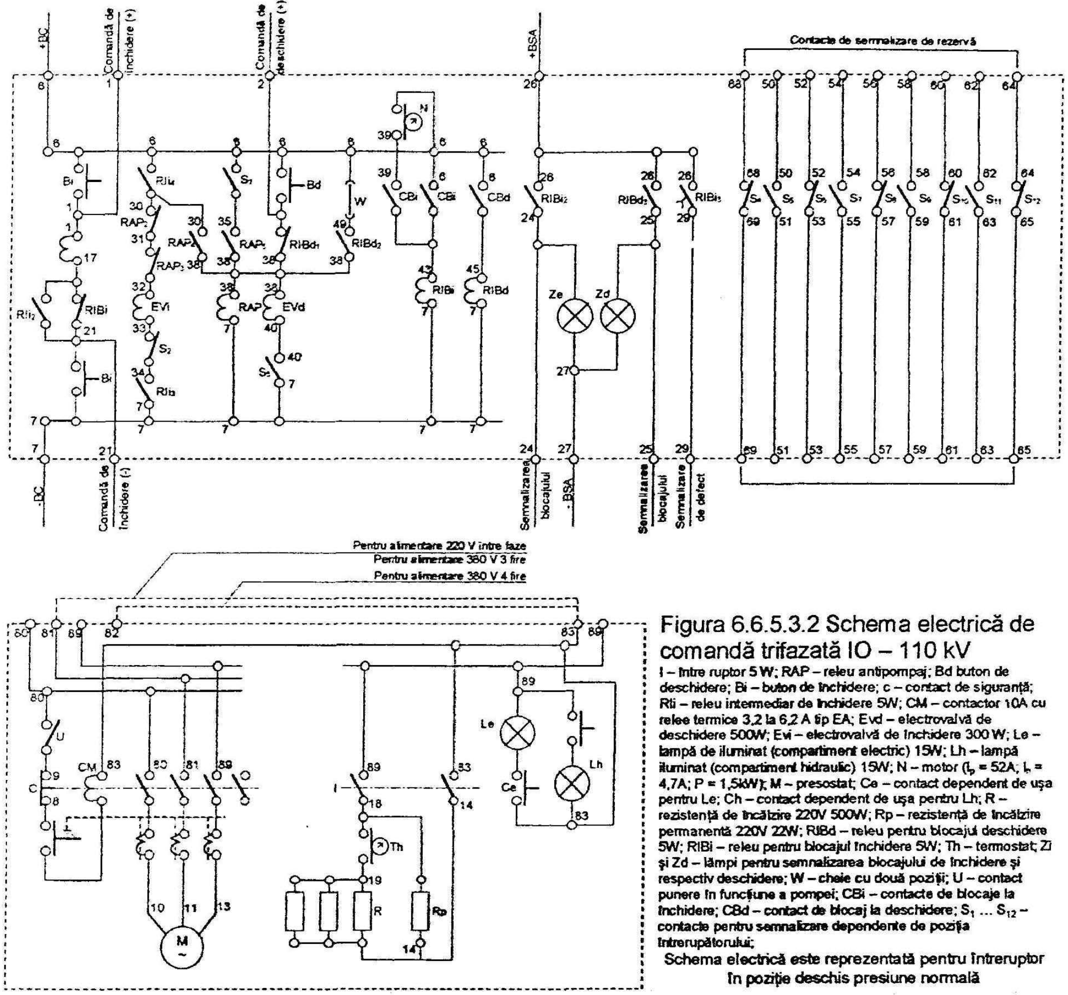

+BC
Comandă de închidere (+)
Comandă de deschidere (+)
+BSA
Contacte de semnalizare de rezervă
-BC
Comandă de închidere (-)
Semnalizarea blocajului
-BSA
Semnalizarea blocajului
Semnalizare de defect
Pentru alimentare 220 V între faze
Pentru alimentare 380 V 3 fire
Pentru alimentare 380 V 4 fire
RAP
RIBi
RIBd
EVi
EVd
CBi
CBd
Ze
Zd
Bi
Bd
W
N
CM
U
Le
Lh
Ce
Th
R
Rp
M

Figura 6.6.5.3.2 Schema electrică de comandă trifazată IO – 110 kV

I – întreruptor 5 W; RAP – releu antipompaj; Bd buton de deschidere; Bi – buton de închidere; c – contact de siguranţă; Rîi – releu intermediar de închidere 5W; CM – contactor 10A cu relee termice 3,2 la 6,2 A tip EA; Evd – electrovalvă de deschidere 500W; Evi – electrovalvă de închidere 300 W; Le – lampă de iluminat (compartiment electric) 15W; Lh – lampă iluminat (compartiment hidraulic) 15W; N – motor (I_p = 52A; I_n = 4,7A; P = 1,5kW); M – presostat; Ce – contact dependent de uşa pentru Le; Ch – contact dependent de uşa pentru Lh; R – rezistenţă de încălzire 220V 500W; Rp – rezistenţă de încălzire permanentă 220V 22W; RIBd – releu pentru blocajul deschidere 5W; RIBi – releu pentru blocajul închidere 5W; Th – termostat; Zi şi Zd – lămpi pentru semnalizarea blocajului de închidere şi respectiv deschidere; W – cheie cu două poziţii; U – contact punere în funcţiune a pompei; CBi – contacte de blocaje la închidere; CBd – contact de blocaj la deschidere; S_1 ... S_{12} – contacte pentru semnalizare dependente de poziţia întrerupătorului;

Schema electrică este reprezentată pentru întreruptor în poziţie deschis presiune normală

- electric, de la distanţă sau local, prin intermediul declanşatoarelor de tensiune;
- manual local, prin apăsarea unor manete. Mecanismul MOP are următoarele semnalizări:
    - blocaj închidere printr-un microîntrerupător acţionat de tija pistonului care închide circuitul unei lămpi de semnalizare, în acest fel se indică lipsa energiei suficiente pentru a asigura un ciclu ID;
    - blocaj deschidere printr-un al doilea microîntrerupător, care închide circuitul unei lămpi de semnalizare. În acest fel se indică lipsa de energie necesară pentru a asigura o deschidere;
- semnalizarea în camera de comandă a unui defect în sistemul de acumulare a energiei, aceasta se face prin intermediul unui contact temporizat al releului intermediar de blocaj al închiderii;
- semnalizare, în camera de comandă a neconcordanţei de fază;
- semnalizarea poziţiei închis şi deschis a întrerupătorului.

Blocajele mai importante sunt următoarele:

- blocaj de închidere şi deschidere;

- blocajul închiderii prin presostat atunci când au loc pierderi de azot;
- blocaj antipompaj cu ajutorul unui releu.

6.6.5.4. *Exploatarea întrerupătoarelor*

Personalul de exploatare din stațiile de transformare va urmări următoarele:

- supravegherea permanentă a întrerupătoarelor şi dispozitivelor de acționare pentru a sesiza posibilele defecțiuni;
- defecțiuni de izolație, costând în urme de conturnări, străpungeri, efluvii sau zgomote suspecte, crăpături sau spargeri ale materialului electroizolant, etc;
- asigurarea etanşeității perfecte a fluidului de stingere a arcului sau a celui de acționare;
- funcționarea sigură a dispozitivelor de acționare, constând în executarea manevrelor în mod corespunzător la prima comandă primită, fără zgomote suspecte, frecări nepermise sau intervenții suplimentare din afară;
- corelație perfectă între poziția întrerupătorului, cea a dispozitivului de acționare şi semnalizările în poziție aferente, la fața locului şi la distanță;
- este interzisă acționarea întrerupătorului în condițiile în care agentul de acționare nu se încadrează în limitele prevăzute de norme;
- presiunea sau tensiunea electrică prea mare pot conduce la deteriorarea sistemului pneumatic sau a motorului electric;

În cazul în care acționarea întrerupătorului se face cu MOP -1 se va urmări:

- tendința de scădere a presiunii, fapt observat prin porniri dese ale sistemului motopompă. se vor depista cauzele care au generat aceste fenomene şi anume:
  - pierderi ale uleiului de acționare pe la îmbinări, în interiorul rezervorului, etc, în care caz se strâng sau se înlocuiesc racordurile sau garniturile defecte;
  - existența unor impurități în circuitul hidraulic, situație în care se va curăța circuitul prin suflarea sa cu aer comprimat;
  - prezența aerului în partea superioară a coloanei;
  - nivelul ridicat al uleiului în amortizorul de închidere;
  - dereglarea detentorului sau scurgerea internă la detentor;
  - scăpări de ulei la racordul cu patru cai;
  - etanşare necorespunzătoare a clapetei de joasă presiune;
  - motopompa nu reuşeşte să mențină presiunea în limitele admise;
- se va controla ca tensiunea de comandă a bobinelor de anclanşare sau declanşare să fie menținute în limitele admise de fabrica constructoare;
- la întrerupătoarele care folosesc ca mediu de stingere uleiul electroizolant, se va urmări în permanență nivelul acestora, la sticlele de nivel sau vizoare;
- se va urmări în permanență ca uleiul să fie clar, limpede şi fără suspensii;
- la întrerupătoarele ce folosesc ca mediu de stingere a arcului electric aerul comprimat, în afară de presiunea corespunzătoare, acesta trebuie să fie curat şi uscat;

- se va ţine o evidenţă strictă pentru fiecare întrerupător în parte a declanşărilor, pe scurtcircuit, precum şi a reviziilor periodice sau accidentale;
- reînchiderea întrerupătorului după un RAR nereuşit este permisă numai după un control vizual foarte atent al întrerupătorului.

În cazul când se constată defecţiuni la întrerupători sau în celula aferentă, se interzice închiderea întrerupătorului. Dacă nu se constată defecţiuni se va anula RAR-ul şi după 2 minute de la declanşare se mai poate face o încercare de reconectare. În cazul că survine o nouă declanşare se va face un control al întregii instalaţii (celulă, linie, transformator, etc.) o nouă reconectare fiind permisă numai după depistarea şi înlăturarea defectului.

La întrerupătoarele cu comandă de la distanţă, reconectarea se poate face fără un control prealabil al întrerupătorului sau celulei aferente după un timp mai mare sau cel mult egal cu cel dat în cartea tehnică a întrerupătorului pentru pauza de RAR minimă admisibilă.

În lipsa acestei valori, reînchiderea întrerupătoarelor se va face tot după 2 minute de la declanşare. Se admite conectarea repetată a întrerupătoarelor de medie tensiune în scopul determinării locului de defect prin metoda secţionării de reţea, fără a se depăşi însă, numărul de declanşări pe scurtcircuit între două revizii.

Conectarea întrerupătoarelor care au întrunit numărul maxim de declanşări pe scurtcircuit se poate face cu acordul dispeceratului, în cazuri bine justificate, dacă nu există pericolul de accidentare a personalului care execută manevra în caz de explozie a întrerupătorului, iar efectul nealimentării cu energie electrică a consumatorilor depăşeşte costul întrerupătorului respectiv.

Este interzis a se pune în funcţiune un întrerupător care prezintă următoarele defecţiuni:

- întrerupătorul are pierderi ale fluidului necesar stingerii arcului;
- întrerupătorul are izolatoarele crăpate, conturnate sau străpunse;
- întrerupătorul are nivelul de ulei scăzut, sau presiunea agentului de stingere necorespunzător;
- dispozitivul de acţionare nu funcţionează corect sau parametrii agentului de funcţionare nu se înscriu în limitele prevăzute de fabrica constructoare;
- întrerupătorul are unele elemente deteriorate;
- au fost descoperite defecte vizibile în instalaţie care ar duce la scurtcircuite sau puneri la pământ în urma conectării întrerupătorului;
- întrerupătorul a declanşat prin protecţie şi are puterea de rupere depăşită;
- întrerupătorul a depăşit numărul de declanşări pe scurtcircuit;
- întrerupătorul a declanşat printr-o protecţie care indică defecte interne ale acestuia;
- întrerupătorul a declanşat ca urmare a izbucnirii unui incendiu sau a producerii unui accident.

Capitolul 7

Tratarea neutrului în rețelele electrice

7.1 Necesitatea tratării neutrului

Neutrul înfășurărilor transformatoarelor cu conexiunea stea reprezintă un punct simetric față de cele trei faze. În regim normal de funcționare, punctul neutru se află la potențialul pământului, dar în funcție de legăturile existente între sistemul trifazat de conductoare și pământ, potențialul neutrului față de pământ poate lua valori diferite. Această tensiune a punctului neutru față de pământ se numește tensiune de deplasare sau deplasarea punctului neutru. Din punct de vedere a poziției neutrului rețelei față de pământ, se deosebesc următoarele tipuri de rețele:

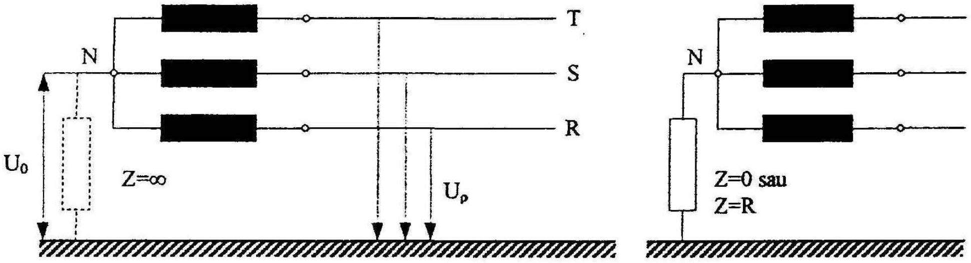
- rețele cu neutrul izolat la care neutrele nu au nici o legătură voită cu pământul;
- rețele cu neutrul legat la pământ, la care neutrele pot fi legate direct la pământ sau printr-o rezistență de valoare mică;
- rețele cu neutrul compensat, la care neutrele sunt legate la pământ prin bobine cu o reactanță comparabilă cu reactanța capacitivă a rețelei, acestea se mai numesc și bobine de stingere.

În figura 7.1.1. este redat modul de tratare a neutrului rețelelor electrice.

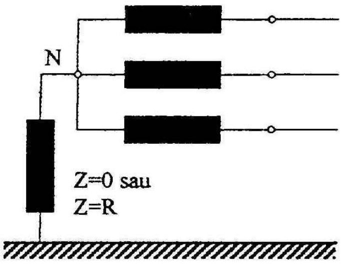
Punerile la pământ în rețelele electrice apar din cauza conturnărilor izolației datorită supratensiunilor atmosferice, din acest punct de vedere, modul de tratare a neutrului unei rețele are în vedere lichidarea cât mai rapidă și fără urmări a arcului electric de punere la pământ, care apare în urma conturnării izolației.

În țara noastră neutrul rețelelor electrice este tratat astfel:

- rețele de înaltă tensiune 110, 220, 400 kV neutrul se leagă direct la pământ;



a) neutrul izolat b) neutrul legat la pământ



c) neutrul compensat

Figura 7.1.1 *Modul de tratare a neutrului rețelelor electrice*

- rețele de distribuție de medie tensiune 20(15) kV neutrul se leagă la pământ prin bobine de stingere sau rezistență. În rețelele de distribuție de medie tensiune de 6kV, neutrul este izolat;
- rețelele de distribuție de joasă tensiune de 0,4 kV neutrul se leagă direct la pământ.

7.2 Tratarea neutrului în rețelele de transport

O dată cu dezvoltarea rețelelor de 220 și 400 kV, rețele care funcționează cu neutrul legat la pământ apare tendința ca legătura la pământ a neutrului acestor rețele să devină rigidă, iar curentul de scurtcircuit monofazat să devină mai mare decât curentul de scurtcircuit trifazat. Acest lucru este impus de transformatoarele și autotransformatoarele de sistem , ale căror neutre se leagă la pământ în mod obligatoriu, pentru limitarea supratensiunilor ce pot să apară pe neutrul lor.

În cazul în care autotransformatoarele ar funcționa cu neutrul izolat, în cazul unui scurtcircuit monofazat, pe una din fazele înfășurării de înaltă tensiune, neutrul se deplasează cu valoarea tensiunii pe fază a înfășurării de înaltă tensiune, ceea ce ar supratensiona izolația înfășurării coborâtoare.

În rețelele electrice se adoptă următoarele reguli de legare a neutrelor:

- la toate autotransformatoarele de 400/220 kV, 220/120kV și transformatoarele de 400/110 kV, neutrele se leagă direct la pământ;
- în stațiile de transformare de 110/M.T. cu bare pe 110 kV, unde sunt două sau mai multe transformatoare, cel puțin neutrul câte unui transformator aferent unei bare de 110 kV se leagă la pământ;

- în stațiile de transformare de 110/ M.T. de tip racord adânc pe 110 kV, neutrul fiecărui transformator se leagă la pământ;
- în stațiile de transformare de 110 /M.T., unde sunt două sau mai multe transformatoare, cel puțin neutrul unui transformator se leagă la pământ;
- toate neutrele transformatoarelor de 110/ M.T., care nu sunt legate direct la pământ, se protejează contra supratensiunilor prin montarea între neutru şi pământ a unor descărcătoare cu rezistență variabilă cu suflaj magnetic.

Avantajele rețelelor cu neutrul legat direct la pământ:

- reducerea solicitării izolației în cazul regimurilor nesimetrice, fapt care permite utilizarea transformatoarelor cu izolație degresivă;
- eliminarea rapidă a scurtcircuitelor cu toate urmările negative ale acestora;
- eliminarea rapidă a arcului electric;
- absența supratensiunilor periculoase produse de circuitele oscilante ferorezonante;
- funcționarea sigură a protecției prin releu.

Dezavantajele legării neutrului direct la pământ:

- întreruperea alimentării consumatorilor în cazul scurtcircuitelor prin deconectarea acestora de către protecția prin relee;
- posibilitatea apariției de supratensiuni induse în liniile de telecomunicații din cauza curenților mari de scurtcircuit;
- deteriorări ale izolației şi conductoarelor la locul de defect prin efectul termic al curenților de scurtcircuit;
- tensiuni ridicate de atingere şi de pas în zona de defect.

7.3. Tratarea neutrului în rețelele de distribuție

În cazul unei puneri la pământ nete, tensiunea față de pământ a fazei defecte devine zero, iar tensiunea față de pământ a fazelor sănătoase devine egală cu tensiunea între faze. Punctul neutru, care din considerente de simetrie, avea potențialul pământului este supus unui potențial egal cu cel al fazelor dinainte de defect.

Prin capacitățile față de pământ ale fazelor sănătoase vor circula curenți determinați de tensiunile față de pământ ale acestor faze:

$$\underline{I}_R = \frac{\underline{U}_{R0}}{\underline{Z}_C} = 0 \qquad \underline{I}_S = \frac{\underline{U}_{S0}}{\underline{Z}_C} = 0 \qquad \underline{I}_T = \frac{\underline{U}_{T0}}{\underline{Z}_C} = 0$$

Suma vectorială a acestor curenți reprezintă curentul capacitiv I_0 egal cu curentul de punere la pământ Ip, care circulă prin pământ şi locul de defect,

$$\underline{I}_0 = \underline{I}_S + \underline{I}_T = \frac{\underline{U}_{S0} + \underline{U}_{R0}}{\underline{Z}_C} = \frac{3 \cdot \underline{U}_0}{\underline{Z}_C}$$

în modul:

$$I_0 = \frac{3 \cdot U_0}{U_C},$$

U_0 fiind tensiunea de deplasare a neutrului.

În cazul rețelelor aeriene în special, punerea la pământ nu este netă, ci are loc printr-un arc electric de rezistență R_a. La punerea la pământ a unei faze potențialul ei diferă de cel al pământului prin căderea de tensiune pe arc, în consecință potențialul acestei faze este diferit de zero. Valoarea curentului de punere la pământ Ip în rețelele cu neutrul izolat poate atinge valori apreciabile, mai ales la rețelele în cablu la care capacitățile C_0 au valori mari. Valorile curentului la punere la pământ pot atinge sute de amperi.

Punerea la pământ are o serie de efecte negative și anume:

- la valori ale lui Ip de peste 10 Amperi la LEA și 30 Amperi la LES, el produce o ionizare puternică a zonei arcului electric, fapt ce duce la restingerea acestuia la prima trecere a curentului prin zero, arcul electric fiind întreținut de tensiunea care, fiind decalată cu 90^0 în acel moment, are valoarea maximă. Astfel, după trecerea prin zero, el se reaprinde, putându-se menține permanent. Aceste reaprinderi repetându-se, produc supratensiuni prelungite, care pot ajunge la amplitudini de 3,5 U_f distrug izolația;
- creșterea cu $\sqrt{3}$ a tensiunilor sănătoase duce la suprasolicitarea izolației acestor faze, creând condiții apariției celei de a doua puneri la pământ (scurtcircuit bifazat). În această situație liniile respective trebuie deconectate;
- la locul de defect, Ip determină tensiuni periculoase pentru persoanele sau animalele din apropiere;
- deteriorarea izolației la locul punerii la pământ (izolator, cablu), prin efectul termic al arcului electric;
- suprasarcină elementară pentru rețelele electrice;
- funcționarea neselectivă a protecției în anumite cazuri de duble puneri la pământ;
- influențe importante pentru liniile de telecomunicații;
- producerea și circulația în rețea a armonicilor.

Din cauza acestor dezavantaje, în rețelele electrice curenții de punere la pământ se compensează prin utilizarea unei bobine de stingere conectate pe neutrul transformatorului.

În figura 7.3.1. este reprezentată o rețea compensată prin bobina de stingere.

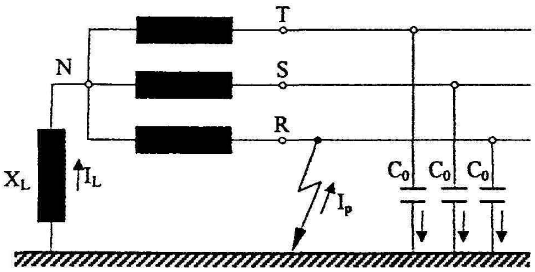


Figura 7.3.1 *Rețea cu neutrul compensat prin bobină de stingere: X_L – reactanța inductivă a bobinei de stingere*

În cazul unei puneri la pământ pe o fază, tensiunea de deplasare a neutrului U_0 care apare la bornele bobinei de stingere produce un curent inductiv I_L defazat cu 90^0, în urma tensiunii respective, iar suma curenților Io spre pământ care parcurg capacitățile C_0 ale zonelor nepuse la pământ este defazată cu 90^0 înaintea tensiunii.

Prin locul de defect suma celor doi curenți defazați între ei cu 180^0, în cazul când sunt egali în amplitudine, este nulă, I_p egal cu $\underline{I}_p = \underline{I}_0 + \underline{I}_L$.

În cazul unei compensări totale a curentului capacitiv trebuie satisfăcută condiția de rezonanță

$$X_L = X_C \text{ sau } \omega L = \frac{1}{\omega C_0},$$

în care L este inductivitatea bobinei de stingere.

Bobina de stingere va compensa numai curentul capacitiv al rețelei, dar curentul activ dat de rezistențele fazelor față de pământ se va însuma cu curentul activ dat de rezistența activă a bobinei de stingere.

În cazul îndeplinirii condiției de rezonanță, de anulare a curentului rezultat Ip, se obține un circuit rezonant. Din cauza inegalității parametrilor rețelei, în regim normal de funcționare, există o ușoară tensiune de deplasare a neutrului rețelei, care, aplicată acestui circuit rezonant, determină curenți mari, iar tensiunea pe fiecare element crește foarte mult periclitând izolația. Aceste fenomene se amplifică în cazul apariției punerii la pământ. Din acest motiv, se practică valoarea reactanței inductive X_L a bobinei de stingere, se alege diferită de reactanța capacitivă a rețelei X_C, astfel încât curentul inductiv dat de bobina de stingere să fie mai m are sau mai mic decât curentul capacitiv dat de rețea. În acest caz se spune că rețeaua este supracompensată sau subcompensată. În practică, se funcționează cu o rețea supracompensată de până la 10%, din următoarele considerente:

- curentul inductiv dat de bobina de stingere se reglează funcție de curentul capacitiv de punere la pământ al liniilor în funcțiune alimentate din secundarul aceluiași transformator. În exploatare se poate întâmpla, din anumite cauze, să se deconecteze una sau mai multe linii sau racorduri de linii. Astfel, capacitățile fazelor rețelei respective scad, scăzând și curentul capacitiv I_0. Dacă rețeaua ar fi subcompensată se obține rezonanță ($I_0 = I_L$);
- în anumite condiții bobina de stingere se poate satura, ceea ce determină creșterea curentului prin bobină. În cazul când rețeaua ar fi subcompensată ($I_L < I_0$) prin creșterea curentului I_L se poate ajunge la rezonanță.

Avantajele tratării neutrului prin bobina de stingere:

- stingerea rapidă a arcului electric de punere la pământ și prevenirea deteriorării izolației și a conductoarelor prin efectul termic;
- reducerea curentului la locul de punere la pământ la câteva procente din valoarea curentului capacitiv al rețelei;
- tensiuni mai reduse de atingere și de pas la locul defectului;
- continuitatea în alimentarea consumatorilor, atât la defecte monofazate, cât și la defecte persistente;
- influențe neînsemnate asupra liniilor de telecomunicații.
- dezavantajele funcționării cu neutrul legat la pământ prin bobină de stingere sunt:
- supracurenți și supratensiuni de 3 Uf;
- tensiuni mari pe fazele sănătoase în cazul punerii la pământ;
- transformarea unui defect monofazat în defect polifazat a peste 50% din cazuri în timp de câteva minute;

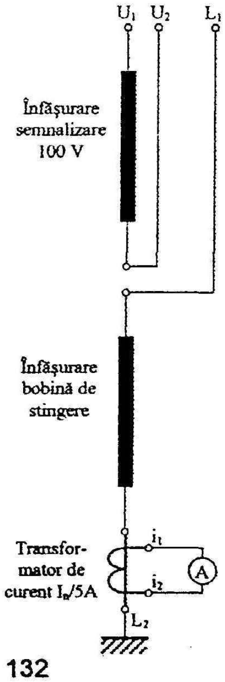
- costul crescut al izolaţiei corespunzător tensiunilor mari, care apar în reţele;
- în cazul reţelelor în cabluri cu izolaţie din polietilenă sau PVC, existenţa unor curenţi mari reziduali din cauza pierderilor active mari în aceste izolaţii;
- greutate în asigurarea unui acord permanent bobinei de stingere;
- greutăţi în identificarea locului defectului.

Dezvoltarea reţelelor de medie tensiune cu cable din PVC a cărui curent capacitiv a crescut simţitor faţă de curentul capacitiv al cablurilor cu izolaţie în hârtie uleiată, a dus la creşterea însemnată a curentului de punere la pământ. În aceste condiţii, s-a trecut la tratarea neutrului prin rezistenţă de limitare.

Avantajele tratării neutrului prin rezistenţă sunt:

- nivelul supratensiunilor provocate de punerile la pământ este de 2,5 U_f mai mic decât în cazul tratării neutrului prin bobină de stingere;
- sunt evitate dublele puneri la pământ, deci defectele multiple;
- asigură izolarea rapidă şi eficace a echipamentului defect prin acţionarea protecţiilor;
- permite utilizarea cablurilor cu izolaţie din polietilenă şi PVC;
- aplicabilitate universală pentru reţele aeriene şi în cablu;
- prezintă independenţă faţă de lungimea totală a reţelei electrice, nefiind necesar acordul funcţie de configuraţia reţelei;
- exploatare mai uşoară, fiabilitate ridicată.

7.4. Transformatoare pentru racordarea bobinei de stingere şi a rezistenţei de limitare


U_1 U_2 L_1
Înfăşurare semnalizare 100 V
Înfăşurare bobină de stingere
Transformator de curent I_n/5A
i_1
i_2
A
L_2

Transformatoarele, pentru crearea neutrului, trebuie să îndeplinească două condiţii esenţiale:

- reactanţa homopolară a transformatorului să fie cât mai mică, ea să nu reducă curentul inductiv furnizat de bobina de stingere şi să limiteze curenţii homopolari de defect;
- curenţii de defect de punere la pământ să nu ducă la încălzirea înfăşurărilor transformatorului peste limitele normale.

Pentru racordarea rezistenţei de limitare a curentului monofazat de defect se utilizează aceleaşi transformatoare pentru crearea neutrului artificial folosite pentru racordarea bobinei de stingere. În funcţionarea normală a reţelei fără punere la pământ, bobina de stingere este supusă unei tensiuni reduse determinată de nesimetriile fazelor.

În cazul unei puneri la pământ nete, bobina de stingere este supusă unei tensiuni de fază, care, fiind tensiunea maximă ce poate să apară la bornele ei, se consideră şi tensiunea nominală a bobinei de stingere. Curentul care străbate bobina de stingere este curentul de punere la pământ. În figura 7.4.1. este reprezentată schema electrică de principiu.

Figura 7.4.1 *Schema electrică de principiu a bobinei de stingere*

Caracteristicile bobinei de stingere pentru tratarea neutrului sunt redate în tabelul 7.4.1.

Nr. crt.	Caracteristici principale	Tipul bobinei de stingere	
		20 kV/50 A	20 kV/150 A
1.	Tensiunea rețelei kV	20	20
2.	Tensiunea nominală a bobinei de stingere kV	20/3	20/3
3.	Puterea nominală kVA	580	1160
4.	Curentul minim A	10	10
5.	Curentul maxim de funcționare continuă A	50	87
6.	Curentul maxim de funcționare limitată A	-	100A/7h
7.	Raportul de reglare Imax/Imin	5	10
8.	Raportul transformatorului de curent	50/5	100/5
9.	Masa netă Kg	2950	5500

În scopul liniarizării caracteristicii tensiune curent astfel încât curentul inductiv dat de bobina de stingere să se modifice linear cu tensiunea, ca și curentul capacitiv al rețelei, miezul magnetic este prevăzut cu reglabil, acționat de sistemul de deplasare a miezului magnetic. Comanda acționării se face de la cutia de comandă montată pe bobina de stingere sau de la distanță.

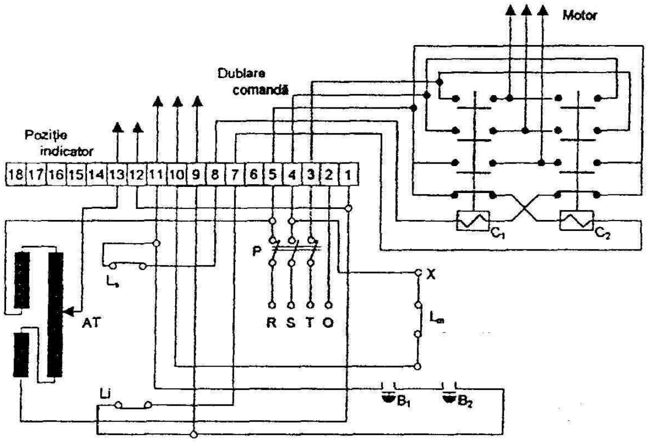


Figura 7.4.2 *Schema electrică de comandă și acționare a bobinei de stingere cu reglaj continuu*

B_1, B_2 – buton de comandă; C_1, C_2 – contactor; L_s, L_i – limitator cursă; L_m – blocaj manivelă; AT – autotransformator reglabil; P - întreruptor

În figura 7.4.2. este reprezentată schema de comandă.

Acordarea bobinei de stingere funcție de curentul capacitiv al rețelei se poate executa și automat cu ajutorul unui regulator automat.

Pentru compensarea curentului de punere la pământ sunt prevăzute următoarele sisteme de racordare a bobinei de stingere:

- pe neutrul transformatorului 110/M.T.kV;
- pe neutrul transformatoarelor de M.T./J.t. kV pentru crearea neutrului artificial.

În figura 7.4.3. este reprezentată schema de principiu de conectare și semnalizare pentru o bobină de stingere.

Introducerea unei rezistențe active pe neutrul rețelei electrice are rolul de a limita valoarea curentului de scurtcircuit monofazat la o funcțiune din valoarea curentului de scurtcircuit trifazat.

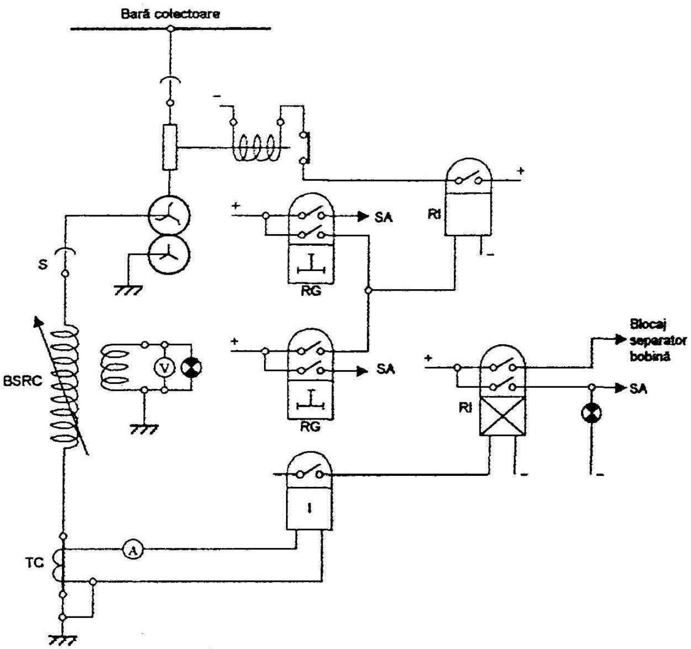


Figura 7.4.3 *Schema de principiu de conectare și semnalizare a bobinei de stingere:*

S – separator bobină de stingere; TC – transformator curent; RG – releu de gaze; RI – releu intermediar; I – releu maximal de curent; SA – semnalizare acustică.

Conectarea rezistenței la rețea se poate executa în următoarele variante:

- pe neutrul transformatorului de putere, atunci când înfășurarea de medie tensiune are conexiunea stea și neutrul accesibil;
- pe neutrul bobinei trifazate, montată direct la bornele transformatorului de putere;
- pe neutrul transformatorului de servicii proprii.

Exploatarea bobinei de stingere constă în verificarea și efectuarea următoarelor operații de către personalul de exploatare:

- verificarea aspectului exterior în ceea ce privește integritatea și etanșeitatea cuvei, a lipsei pierderilor de ulei;
- urmărirea nivelului uleiului din conservator;
- verificarea aspectului exterior al izolatorului;
- starea legăturii la pământ a bobinei de stingere și a cuvei metalice;
- starea separatorului, cu rezistență variabilă de la bornele bobinei de stingere, legăturile și contactele căii de curent;
- executarea reglajului bobinei de stingere, funcție de configurația rețelei;
- în timpul existenței punerii la pământ în rețea, se va observa dacă bobina de stingere nu prezintă zgomote interne.

Exploatarea rezistenței pentru tratarea neutrului constă în verificarea și executarea următoarelor operații de personalul de exploatare:

- verificarea aspectului exterior, a izolatorilor;
- starea legăturii de lucru la pământ și de protecție a părților metalice;
- starea îngrădirilor de protecție;

- starea marcajelor şi inscripţionărilor;
- inexistenţa depunerilor de praf, impurităţi, agenţi poluanţi;
- inexistenţa pătrunderii de zăpadă în cabina metalică;
- ţinerea evidenţei funcţionării la scurtcircuit a rezistenţei, a tuturor semnalizărilor şi declanşărilor protecţiei;

Manevrarea rezistenţei prin separatorul propriu se va face după scoaterea de sub tensiune a transformatorului pentru crearea neutrului artificial.

Capitolul 8

Caracteristici constructive şi funcţionale ale descărcătoarelor de medie şi înaltă tensiune

Principalele mărimi care caracterizează performanţele descărcătoarelor sunt:

- tensiunea nominală, tensiunea pentru care este dimensionat descărcătorul şi reţeaua electrică şi la care sunt raportate proprietăţile de exploatare ale descărcătorului;
- tensiunea de stingere: tensiunea de frecvenţă industrială la care descărcătorul asigură întreruperea curentului de însoţire;
- tensiunea de amorsare la frecvenţa industrială: tensiunea de frecvenţă industrială care, aplicată la bornele descărcătorului, produce amorsarea tuturor eclatoarelor serie ale acestuia;
- tensiunea de amorsare 100% la impuls normalizat 1,2/50 μs; cea mai mică valoare de vârf a unei unde de impuls de tensiune normalizată 1,2/50 μs care, aplicată la bornele descărcătorului, provoacă amorsarea de fiecare dată a acestuia;
- tensiunea reziduală: tensiunea care apare la bornele descărcătorului în timpul trecerii curentului de descărcare;
- curentul nominal de descărcare: curentul de impuls normalizat 8/20 μs care trece prin descărcător după amorsarea eclatoarelor serie, pentru care este dimensionat descărcătorul;
- curentul de însoţire: curentul care trece prin descărcător după trecerea curentului de descărcare datorită tensiunii de frecvenţă industrială a reţelei;
- curentul de conductivitate: curentul care trece prin descărcător la aplicarea unei tensiuni date, inferioară sau cel mult egală cu tensiunea nominală a descărcătorului.

8.1. Descărcătorul cu rezistență variabilă

Descărcătorul cu rezistență variabilă este aparatul care limitează valoarea supratensiunilor la o valoare dată, având proprietatea de a reduce prin intermediul rezistențelor neliniare, dependente de tensiune, intensitatea curentului de însoțire până la o valoare la care poate fi întrerupt de eclatoarele proprii în cel mult o semiperioadă.

Părțile principale ale unui descărcător sunt eclatoarele și rezistențele neliniare. La apariția în stație a unor supratensiuni periculoase pentru echipament, eclatoarele amorsează la un nivel egal cu tensiunea de amorsare a descărcătorului, după trecerea curentului de descărcare, eclatoarele asigură stingerea curentului de însoțire limitat de rezistențele neliniare. În instalațiile electrice există o mare varietate de descărcătoare cu rezistență variabilă, acestea deosebindu-se după tip, varianta constructivă și tensiunea nominală. În stații se găsesc DRLV-24, VA-100, VA-101, VA-102, XAD, etc. înregistrarea numărului de funcționări ale descărcătoarelor cu rezistență variabilă se face cu un contor montat pe legătura la pământ a descărcătorului la o înălțime ușor accesibilă personalului de exploatare pentru a fi citit. Contoarele pot fi de mai multe tipuri și anume: cu impedanță mare, cu numărător pentru înregistrarea numărului de funcționări sau cu eclator motor la care se numără urmele lăsate la fiecare funcționare a descărcătorului.

8.2. Exploatarea descărcătoarelor

La controlul descărcătoarelor se vor avea în vedere următoarele:

- starea carcasei de porțelan;
- existența urmelor de arc electric sau a murdăriei pe carcasa de porțelan;
- starea suprafeței cimentului de armare, a flanșelor la carcasa de porțelan;
- starea conductoarelor de legare a descărcătoarelor la LT. și la pământ.

Dacă la controale se constă anomalii, descărcătoarele se scot de sub tensiune și se verifică amănunțit. Personalul din stație va citi și va consemna indexul contoarelor în registru. Citirea contoarelor descărcătoarelor de 220-400 kV se va efectua astfel:

- o dată pe săptămână în cadrul controlului în stație;
- după fiecare furtună cu descărcări atmosferice;
- după comutații în stații.

Contoarele defecte de orice tip se vor înlocui cu contoare tip ICEMENERG. Descărcătoarele amplasate în zonele III și IV de poluare se vor trata cu unsoare siliconică la fel ca la echipamentul din stație.

8.3. Exploatarea paratrăsnetelor

La preluarea în exploatare a mijloacelor de protecție contra supratensiunilor se vor verifica următoarele:

- respectarea proiectului de execuţie şi a condiţiilor suplimentare stabilite de organele de avizare a documentaţiei;
- evitarea monturii paratrăsnetelor pe riglele staţiilor electrice în imediata apropiere a transformatoarelor de forţă;
- fixarea paratrăsnetelor pe clădiri se face cu bride sau suporturi care se încastrează solid cu mortar de ciment;
- fixarea tijelor pe stâlpii de beton trebuie făcută cu brăţări din bandă de oţel care se strâng pe stâlpi cu şuruburi;
- legarea paratrăsnetelor la pământ trebuie făcută cu un conductor special, de regulă bandă de oţel de 30×4 mm sau funie de oţel cu secţiunea minimă de 50 mmp şi numai prin îmbinări sudate;
- legarea la pământ a paratrăsnetelor montate pe stâlpii de beton armat se face prin armătura stâlpului, prin sudură cu lungimea cusăturii de minim 100 mm.

8.4. Rolul şi date tehnice ale paratrăsnetelor

Paratrăsnetul vertical este un dispozitiv pentru protejarea instalaţiilor electroenergetice împotriva loviturilor directe de trăsnet. Eficienţa paratrăsnetului vertical este caracterizată prin zona de protecţie în care obiectul de protejat este ferit de loviturile directe.

Paratrăsnetele se amplasează de obicei pe stâlpi de beton centrifugat sau din metal. Elementul de captare este realizat dintr-o tijă telescopică din oţel, a cărui parte terminală are secţiunea minimă de 16 mmp. La stâlpii de beton centrifugat coborârea se realizează prin una din armături, căreia i se asigură continuitatea pe toată înălţimea stâlpului. Stâlpii metalici nu necesită coborâri separate.

Capitolul 9

Instalații de legare la pământ

9.1. Rolul instalației de legare la pământ

Curentul electric care trece prin corpul omenesc şi depăşeşte o anumită valoare prezintă un mare pericol pentru organismul uman. Datorită curentului electric se poate produce fibrilația inimii care poate genera moartea.

Pentru a putea realiza protecția împotriva acestor defecte periculoase ale curentului electric, asupra omului, normativele republicane prevăd valori limită pentru curentul şi tensiunea electrică, valori dependente de durata acțiunii acestora asupra corpului omenesc.

Pentru a nu se depăşi aceste valori limită de periculozitate, toate instalațiile electrice se prevăd cu instalații de legare la pământ.

Prin instalație de legare la pământ de înțelege ansamblul format din electrozi îngropați în pământ, legați conductiv între ei şi conductoare de legare la pământ, montate între aceşti electrozi şi echipamentele electrice.

Scopul principal al unei astfel de instalații constă în dirijarea în pământ în condiții de siguranță, a curenților proveniți din descărcări atmosferice sau a curenților de defect datorită deteriorării sau conturnării izolației, precum şi asigurarea unui anumit mod de funcționare a instalațiilor de curenți tari sau de telecomunicații.

Partea principală a unei instalații de legare la pământ o constituie priza de pământ. Priza de pământ este formată dintr-un ansamblu de elemente conductive în contact cu pământul, prin care se realizează trecerea curenților în pământ.

9.2. Tipurile şi formele de prize de pământ

În conformitate cu prevederile STAS 8275-78, în funcție de adâncimea de îngropare, prizele de pământ pot fi de trei feluri:

1. *Prize de pământ de suprafață* constituite din electrozi îngropați până la adâncimea de 1 metru, de la suprafața solului, din această categorie fac parte prizele orizontale cu electrozi lungi din oțel rotund sau oțel lat, îngropate în stratul de la adâncimea de 0,5-1 metru, sau cu plăci dispuse orizontal la această adâncime;
2. *Prize de pământ de adâncime* construite din electrozi îngropați la o adâncime de 1-5 metri; în această categorie intră prizele verticale cu electrozi din țeavă de oțel în profile de oțel, plăci dispuse vertical în pământ, având adâncimea de îngropare de până la 5 metri;
3. *Prize de pământ de mare adâncime* constituite din electrozi îngropați la o adâncime mai mare de 5 metri, aceasta în cazul solurilor care au un strat superior de rezistivitate mare, peste altul de rezistivitate mult mai mică, astfel încât este rațional să se introducă electrozi lungi verticali, care străbat stratul superior, pătrunzând în stratul de rezistivitate mică pe lungimea necesară.

9.3. Exploatarea instalației de legare la pământ din stație

Pentru protejarea personalului împotriva tensiunilor de atingere şi de pas în stație, se prevede legarea tuturor părților metalice ale aparatajului care, în mod normal, nu este sub tensiune la priza de pământ stației.

Personalul de exploatare este obligat în timpul controlului să constate şi să observe următoarele:

- dacă nu sunt prize desfăcute la aparate;
- dacă nu sunt marcate locurile de legare la pământ a scurtcircuitoarelor;
- dacă toate aparatajele sunt legate la pământ;
- dacă priza de pământ prezintă urme de legătură la aparate;

La legarea la pământ a scurtcircuitorului se va verifica înainte lipsa de tensiune la priză.

Capitolul 10

Instalațiile de protecție prin relee, automatizare și măsură

10.1 Condițiile de funcționare a instalațiilor de PRAM

Instalațiile electrice se compun din două grupe mari de echipamente:

- echipamentul primar, prin care energia circulă direct de la generatoare la consumator și este format din: generatoare, transformatoare, întrerupătoare, separatoare, linii electrice aeriene, cabluri de forță, etc.;
- echipamentul secundar cu ajutorul căruia se realizează comanda echipamentului primar și se controlează funcționarea acestuia în procesul exploatării;

Din această grupă fac parte: aparatele de măsură și control, releele de protecția, aparatele de automatizare, aparatele de comandă și semnalizare, cabluri de control, etc. Dotarea corespunzătoare cu aparate de protecție, măsură și automatizare a instalațiilor electrice în funcție de specificul lor, cum și realizarea unei exploatări corespunzătoare a instalațiilor de circuite secundare va contribui în mod substanțial la îmbunătățirea funcționării instalațiilor sistemului energetic.

Instalațiile de protecție au menirea, în primul rând de a elimina în timp minim scurtcircuitele apărute în diverse elemente ale instalației electrice, ținându-se seama de stabilitatea sistemului electric, stabilitatea termică a elementelor străbătute de curentul defect, puterea de rupere a întrerupătoarelor și de funcționarea cât mai stabilă a instalațiilor electrice ale consumatorilor.

O protecție de relee bine concepută trebuie să fie selectivă. La defectarea unui element din instalația electrică, protecția trebuie să acționeze în așa fel încât elementul defect să fie scos din circuitul de întrerupătoare de la cele două capete ale sale.

Protecția prin relee trebuie să fie sigură în funcționare. În acest scop, este indicat ca schemele alese să fie simple, cu un număr minim de relee, dispozitive și contacte. Protecțiile liniilor de 110 kV și mai mari trebuie să fie prevăzute cu dispozitive care să blocheze acționarea lor la pendulări, atunci când în locurile de montaj ale acestor protecții se pot produce pendulări și care ar conduce la deconectări greșite.

Totodată, instalațiile de protecție prin relee trebuie să fie sensibile, în sensul că acestea să fie sesizate la apariția unui defect în zona de acțiune.

Aprecierea sensibilității protecției prin relee se face prin coeficientul de sensibilitate care se determină pentru mărimile care cresc sau scad la defect, ca raportul între valorile în caz de scurtcircuit metalic la limita zonei protejate și valorile de reglaj ale protecției.

Funcționarea fără întrerupere și asigurarea unei alimentări continue cu energie electrică a consumatorilor a necesitat ca instalațiile electrice să fie dotate cu un număr mare de dispozitive de automatizare.

În sistemul electric se aplică următoarele automatizări:

- reanclanșarea automată rapidă a liniilor (RAR);
- anclanșarea automată a alimentării de rezervă (AAR);
- reglarea automată a tensiunii (RAT) și dezexcitarea rapidă (DR) a mașinilor sincrone;
- reglarea automată a frecvenței (RAF) și a puterii (RAP);
- descărcarea automată a sarcinii (DAS) în caz de scădere a frecvenței și tensiunii;
- reconectarea automată a sarcinii la revenirea frecvenței și tensiunii (RAS).

Funcționarea instalațiilor electrice de pe teritoriul țării la cerințele maxime ale necesităților impune ca unitățile de dispecer teritorial și dispecerul național să fie datate cu mijloace specifice de telecomandă, telemăsură și telesemnalizare.

La punctul de dispecer, se vor găsi următoarele:

- telemăsurarea continuă a puterii active a centralelor mari;
- telemăsurarea puterii reactive a principalelor centrale;
- telemăsurarea tensiunilor și a circulațiilor de curenți și puteri active, pe liniile de interconexiune;
- telemăsurarea frecvenței;
- telesemnalizarea poziției întrerupătoarelor liniilor principale;
- semnalizarea generată de avarii a centralelor și stațiilor electrice;
- telecomanda unor întrerupătore a celor mai importante linii ale sistemului energetic;
- comanda centralelor hidroelectrice care reglează frecvența și puterea în sistem.

Extinderea pe scară largă a procedeelor tehnice superioare de exploatare a stațiilor electrice a condus la posibilitatea de realizare în bune condiții a unor instalații de telemecanizare a stațiilor de transformare de la dispecerul local sau dintr-o stație centrală. Acest procedeu modern ridică performanțele de exploatare ale instalațiilor și dă posibilitatea ca personalul calificat să fie mai bine utilizat de unitățile de exploatare, prin reducerea turelor și mărimea echipelor de întreținere.

Alimentarea cu energie electrică a instalațiilor de telemecanizare trebuie să se realizeze din două surse pentru a avea siguranță suficientă în exploatare.

Realizarea instalațiilor de circuite secundare ale instalațiilor electrice este o operație dificilă și necesită o atenție deosebită la execuție și în continuare în timpul exploatării.

Circuitele secundare se realizează din conductoare și cabluri de cupru, secțiunea conductoarelor nu trebuie să fie mai mică de 2,5 mm^2 pentru circuitele de curent și 1,5 mm^2 pentru restul de circuite. Legăturile la panouri ale circuitelor secundare se vor executa cu cleme. Clemele prin care trec circuitele de declanșare sau anclanșare nu trebuie să se afle lângă clemele la care vin circuitele sub tensiune operativă. De asemenea, nu vor fi alăturate clemele de polarități diferite ale circuitelor de curent operativ.

Toate circuitele de curent vor fi prevăzute cu posibilitatea de scurtcircuitare și înscriere a unor instrumente de măsură prin blocuri de încercare, cleme speciale sau montaje speciale de cleme, fără a fi necesare scurtcircuitoare mobile.

În circuitele secundare se vor prevedea relee de supraveghere a prezenței tensiunii continue.

O atenție deosebită trebuie să se acorde circuitelor de declanșare a întrerupătoarelor. Se vor realiza dispozitivele de supraveghere a integrității circuitului bobinei de declanșare la toate întrerupătoarele, în a circuitelor de anclanșare numai pentru întrerupătoarele instalațiilor importante.

La întreruperea din cauza unui defect a circuitelor de anclanșare sau declanșarea se va transmite o semnalizare.

10.2 Exploatarea instalațiilor PRAM

Pentru asigurarea unei exploatări cât mai eficiente a instalațiilor PRAM, una din condițiile principale este de a delimita precis răspunderea pentru supravegherea, verificarea, reglarea și separarea acestora.

Menținerea instalațiilor PRAM în perfectă stare de funcționare este mult îngreunată de caracteristica particulară a acestora, de a se găsi în majoritatea timpului în stare de repaus. Eventualele defecte se manifestă chiar când trebuie să funcționeze, conducând astfel la apariția unor perturbații în instalații primare.

Instalațiile PRAM sunt compuse din aparate complexe a căror întreținere necesită un personal de înaltă calificare, dotat cu aparate speciale.

La instalațiile de protecție, o problemă importantă este stabilirea diverselor protecții și îmbunătățirea prin modernizare a acestor instalații.

Dispecerul național, zonal și local calculează și determină reglajele protecțiilor pentru instalațiile care îi sunt subordonate, iar efectuarea reglajelor se face de către secția PRAM din cadrul structurii organizatorice din teritoriu. Toate aparatele de circuite secundare predate în exploatare trebuie să fie sigilate. Ruperea sigiliilor se face de către personalul PRAM.

Aparatele de semnalizare se urmăresc permanent și se verifică dacă au funcționat cel puțin o dată pe schimb. Aparatele de protecție se controlează o dată pe schimb, dacă starea lor este corespunzătoare. După fiecare avarie se vor înregistra toate datele furnizate de relee ca timp de lucru, care elemente au demarat etc., pentru a avea datele necesare stabilirii cauzelor care au produs avaria.

Interpretarea funcționării instalațiilor de protecție în ansamblul desfășurării unei avarii se va face de către serviciile de specialitate.

În sistemele electrice moderne este indicat să se monteze o serie de aparate ajutătoare, care să permită, în mod științific, să se adâncească analiza unei avarii. În instalațiile importante trebuie să se monteze osciloperturbografe, oscilografe sau magnetoperturbografe, care înregistrează variațiile rapide ale principalelor mărimi electrice ca valoare și formă.

10.3 Sarcinile personalului de exploatare privind verificarea instalațiilor PRAM

Verificarea circuitelor secundare pe ansamble și subansamble sunt operații complexe care se execută pe baze de programe de către un personal de înaltă calificare. Scopul verificării este de a asigura corectitudinea funcționării instalațiilor de protecție, măsură și automatizare.

Verificările care se execută asupra instalațiilor de circuite secundare sunt următoarele:

- verificarea vizuală a aparatelor la locul de montare;
- verificarea vizuală a circuitelor secundare se face la aceleași perioade, ca și pentru instalațiile primare, în funcție cum este organizată exploatarea instalației, în tură continuă sau la domiciliu;
- la aceste verificări se va avea în vedere să se controleze starea exterioară a aparatelor, dacă sunt intacte; nu se încălzesc și nu lipsesc plombele.

Se verifică prezența tensiunii operative, valoarea acesteia, care nu trebuie să depășească ± 5% din tensiunea nominală de lucru.

Se controlează funcționarea dispozitivelor optice și acustice, folosindu-se în acest scop elementele ajutătoare de control:

- se verifică starea izolației circuitelor secundare, citindu-se aparatele montate în acest scop;
- pentru instalațiile de telemecanică, se verifică funcționarea schemei de emisie-recepție a semnalelor de la punctul de telecomandă și cel de telecomandă, cum și a circuitelor de control al înregistrării releelor finale de execuție a telecomenzii.

În cazul constatării unor defecte în schemele de protecție, vor fi luate măsuri urgente pentru remediere, având în vedere că, în exploatare, nu este permis să fie menținută nici o instalație fără funcționarea corespunzătoare a protecției.

Verificarea schemelor complexe de circuite secundare este o operație care se execută pentru un întreg element de instalație, cum ar fi: transformator, celulă de plecare, etc. Această verificare complexă se efectuează pentru a stabili dacă ansamblul schemei funcționează în mod corect. Verificarea completă a circuitelor secundare se poate face în două moduri: fără curent și cu curent.

Verificarea fără curent constă în efectuarea de controale, pentru a stabili intensitatea circuitelor din scheme cu ajutorul telefoanelor portative, ohmmetrelor, soneriilor și altor dispozitive; verificarea este sigură dar necesită un timp îndelungat.

Verificarea cu curent este operaţia care se execută în circuite secundare, pentru controlul schemei, cu ajutorul curentului şi al tensiunii.

Pe lângă aceste verificări, este necesar ca, în anumite situaţii mai dificile, să se execute verificarea pe viu a funcţionării schemelor de circuite secundare şi în special a celor de protecţie.

Probele pe viu sunt probele complexe care verifică comportarea schemei de protecţie în condiţii asemănătoare producerii avariilor în mod real. Este indicat acest procedeu pentru verificarea selectivităţii funcţionării protecţiei diferenţiale a protecţiilor la distanţă, etc.

Rezultatele verificărilor şi funcţionarea instalaţiilor de protecţie se consemnează în registre speciale de verificare a protecţiilor.

Capitolul **11**

Comanda, semnalizarea, protecţia şi automatizarea circuitelor secundare

11.1 Comanda şi semnalizarea poziţiei întrerupătoarelor

Comanda de închidere-deschidere a unui întrerupător se poate face manual sau automat, prin trimiterea unui impuls de comandă, dispozitivului de acţionare.

În majoritatea cazurilor, comanda întrerupătorului se face atât de la distanţă (camera de comandă), cât şi local, din cutia de cleme, situată lângă întrerupător, panoul de comandă din cabina de relee sau în cazul întrerupătoarelor MOP din butoanele aflate pe partea frontală a acestuia.

Comanda de la distanţă se face prin intermediul unei chei de comandă cu lampă inclusă, care are 6 poziţii distincte: pregătit declanşare, declanşare comandă, declanşat, pregătit anclanşare, anclanşare comandă, anclanşat.

Lampa inclusă în cheie serveşte şi la semnalizarea poziţiei întrerupătorului astfel: cu bareta BIL alimentată, iluminatul continuu, indică concordanţă între poziţia cheii de comandă şi starea întrerupătorului , iar iluminatul discontinuu (pâlpâitor) indică neconcordanţa între poziţia cheii şi starea întrerupătorului.

Comanda locală se face prin butoane şi semnalizarea cu indicatoare de poziţie IP - poziţia verticală indicând starea conectată a întrerupătorului, poziţia orizontală - poziţia deconectat, iar poziţia intermediară indică neconfirmarea de către CSA a poziţiei întrerupătorului, neconcordanţă între fazele unui întrerupător tripolar sau întreruperea circuitului de semnalizare.

În cazul întrerupătoarelor comandate prin dispozitive de tip DTH sau Cotbus, butoanele de comandă şi IP-urile se află incluse în acestea.

În afară de comenzile manuale, întrerupătorul poate acţiona la primirea unor impulsuri de la protecţii sau automatizări - acesta constituind comanda automată.

Pentru declanșare se pot primi impulsuri de la protecțiile celulei respective, de la instalațiile de AAR, DASF, PDB, DRRI, DPP, teledeclanșare - după caz, sau de la necorespondență, în cazul întrerupătoarelor tripolare, la care poziția uneia din faze nu concordă cu celelalte două.

Un caz special îl constituie întrerupătoarele ce deservesc transformatoarele, autotransformatoare de putere sau grupuri generatoare ce sunt echipate cu dispozitive MOP, la care impulsul de declanșare se poate da automat la scăderea presiunii, până la nivelul microcontactului de jos "declanșarea".

În acest sens, se face legătura electrică printr-un dispozitiv de deconectare DD între clemele 6 și 49 din MOP - acest regim de funcționare fiind stabilită de treapta de dispecer ce are în subordine instalația respectivă.

Impulsurile automate de anclanșare pot apare la celulele echipate cu RAR sau cele ce fac obiectul automatizării AAR.

Deoarece cele mai răspândite sunt întrerupătoarele cu dispozitive de acționare tip MOP prezentăm mai jos schema electrică de curent continuu a unui dispozitiv MOP-1, cu acționare trifazată, mai puțin partea de curent alternativ și contactele de rezervă a CSA - ului.

De remarcat prezența releului de antipompaj - blochează întrerupătorul împotriva săriturilor - orice impuls de anclanșare care vine peste un impuls de declanșare, este transformat în impuls de declanșare.

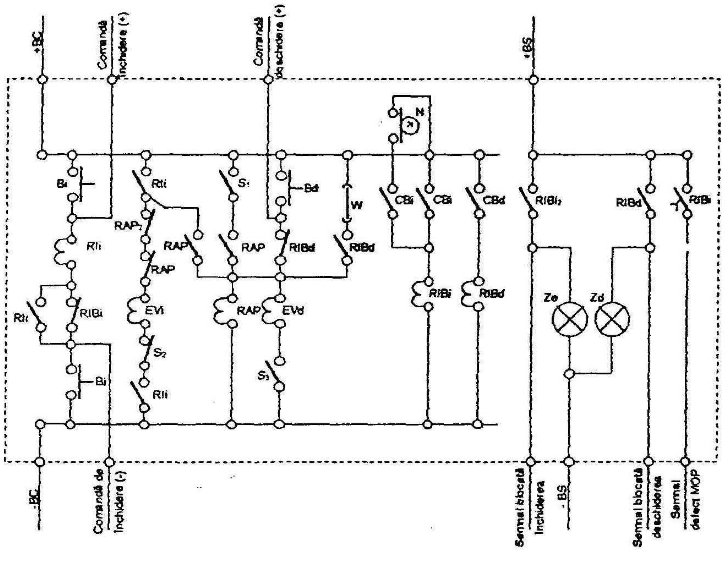


Figura 11.1 *Schema electrică a dispozitivului de comandă MOP-1 – acționare trifazată*

RAP – releu antipompaj; Bd – buton deschidere; Bi – buton închidere; RIi – releu intermediar de închidere; Evd – electrovalvă deschidere; Evi – electrovalvă închidere; N – presostat; RIBd – releu pentru blocarea deschiderii; RIBi – releu pentru blocarea închiderii; Zi și Zd – lămpi pentru semnalizarea blocajului închiderii și respectiv deschiderii; CBi – contacte de blocaj la închidere; CBd – contact de blocaj la deschidere; S_1, S_2, S_3 – contacte CSA dependente de poziția întrerupătorului;

Acest principiu este realizat și la întrerupătoarele IUP, acționate cu aer comprimat sau dispozitive MR, printr-o schemă electrică adecvată (fără releu intermediar).

Pe lângă semnalizarea poziției întrerupătorului, personalul operativ din stații are posibilitatea să urmărească starea de funcționare a întrerupătorului prin semnalizările acestuia.

La întrerupătoarele acționate cu dispozitiv MOP trifazice sau monofazice, este semnalizată scăderea presiunii până la valoarea blocării anclanșării, blocării declanșării sau, dacă presiunea nu se reface într-un timp prestabilit, apare semnalizarea "Avarie MOP".

Tot în cazul acestor dispozitive se urmăreşte periodicitatea de pornire a pompei din MOP - printr-un releu de semnalizare, a cărui funcţionare este semnalată în PSC, numai dacă se depăşeşte 1-2 minute (timp de refacere a presiunii).

Personalul operativ are în atribuţiile de serviciu evidenţa pornirilor pompelor MOP, prin citirea contorilor montaţi în MOP.

La întrerupătoarele acţionate cu dispozitive tip MR este semnalizată starea de nearmare a resoartelor sau, în cazul acţionării cu aer comprimat, presiune minimă.

În staţiile de interconexiuni - comanda de anclanşare este condiţionată de verificarea condiţiilor de sincronism, condiţie rezolvată prin introducerea şi răsucirea unei chei, sau apăsarea unui buton care alimentează instalaţia de sincronizare.

După verificarea condiţiilor de sincronism (unghi, frecvenţă şi diferenţe de tensiuni) se poate da un impuls de anclanşare.

Există substaţii de MT la care comanda întrerupătoarelor se face din cheia de comandă montată pe uşa celulei. În aceste cazuri se poate realiza o comandă centralizată cu o cheie de comandă în camera de comandă şi o buclă de comandă alimentată de la fiecare celulă în parte, prin alimentarea buclei cu curent operativ propriu.

După fiecare acţionare a întrerupătorului - manuală sau automată - personalul operativ trebuie să verifice la faţa locului poziţia întrerupătorului, poziţie indicată de acul indicator de pe carter la întrerupătoarele tip IO sau prin clapetele indicatoare la celelalte tipuri de întrerupătoare.

De regulă, culoarea roşie indică poziţia conectat, iar culoarea verde indică poziţia declanşat a întrerupătorului.

În cazul declanşării automate a unui întrerupător, alături de semnalizările aferente declanşării, becul din cheia de comandă a întrerupătorului, va pâlpâi, indicând starea de neconcordanţă între poziţia întrerupătorului şi poziţia cheie.

Este necesar a se aduce cheia de comandă în poziţia deconectat (se trece prin poziţia pregătit, declanşare şi comandă declanşare) pentru a opri pâlpâirea şi pentru a pregăti circuitul de alimentare cu BIL a cheii respective.

În cazul anclanşării întrerupătorului din alt loc decât din cheia de comandă, trebuie trecută cheia pe poziţia anclanşat (se trece prin poziţia pregătit anclanşare şi comandă anclanşare) pentru a opri pâlpâirea, a pregăti circuitul de BIL şi foarte important, a pregăti circuitul de semnalizare a avariei.

În cazul în care cheia de comandă este adusă numai în poziţia pregătit anclanşat, la o eventuală declanşare a întrerupătorului prin protecţii sau automatizări nu va mai suna hupa de avarie şi nici nu se va aprinde caseta de avarie.

Există staţii la care s-a adoptat o schemă de comandă a întrerupătorilor la care se ţine cont de poziţia fermă a separatorilor din celulă, adică verifică poziţia închis sau deschis a separatorilor, poziţie ce trebuie confirmată prin poziţia fermă a CSA - urilor din dispozitivele de acţionare ale separatoarelor.

În cazul în care întrerupătorul refuză să anclanşeze, personalul operativ trebuie să verifice, pe lângă condiţiile dispozitivului de acţionare, şi poziţia corectă a CSA - urilor din cadrul dispozitivelor de acţionare a separatoarelor aferente celulei respective.

Celulele de medie tensiune cu întrerupătoare debroşabile au condiționată anclanşarea întrerupătorului, de broşarea corectă a acestuia printr-un contact aflat în partea laterală a celulei.

Întrerupătoarele cu SF6 au dispozitivele de acționare de tip MOP, la care se adaugă şi semnalizările legate de presiunea SF6 din întrerupător.

11.2 Comanda şi semnalizarea poziției separatorului

Ca şi în cazul întrerupătoarelor, comenzile separatoarelor se pot face de la distanță (camera de comandă) sau local (cutii cleme, panoul de comandă din cabina de relee sau butoanele - toate acestea în cazul dispozitivelor ASE, DTH, sau Cotbus.

Unele stații electrice cu umăr redus de celule au separatoare cu acționare normală cu dispozitive AME - 5.

Cheile de comandă au aceleaşi poziții descrise în paragraful anterior, deosebirea esențială constă în faptul că durata impulsurilor de comandă este mult mai lung decât în cazul întrerupătoarelor, în cazul în care ASE-ul a fost modificat, desființându-se automenținerea impulsului de comandă.

Sunt executate scheme în care lampa inclusă în cheia de comandă a separatorului pâlpâie, începând din momentul aşezării chei în poziția de pregătire a comenzii şi pe timpul dării comenzii - până când separatorul şi-a efectuat cursa şi s-au comutat ambele CSA - uri din cadrul ASE.

Pentru buna funcționare şi exploatare corectă a dispozitivelor ASE se recomandă ca poziția separatorului să fie controlată de ambele CSA - ui din ASE, prin înserierea acestora, în acest caz, pe durata comenzii de acționare a ASE, lampa inclusă în cheia de comandă se va stinge şi se va reaprinde (bareta BIL este în funcție), în momentul terminării cursei separatorului, când, prin comutarea şi a celui de al doilea CSA, se întrerupe impulsul de comandă , chiar dacă operatorul menține impulsul de comandă din cheie sau buton.

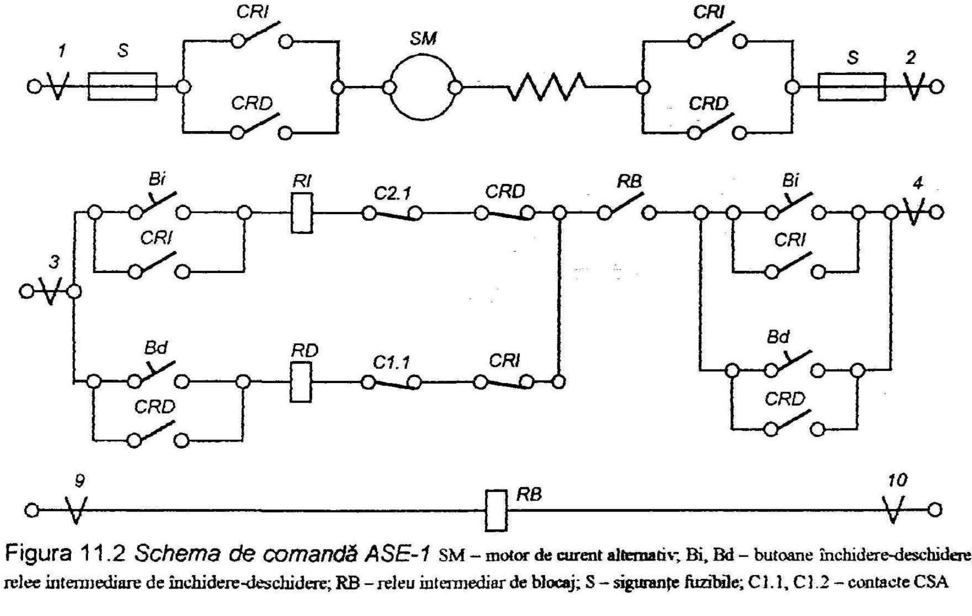


Figura 11.2 *Schema de comandă ASE-1* SM – motor de curent alternativ; Bi, Bd – butoane închidere-deschidere; RI, RD – relee intermediare de închidere-deschidere; RB – releu intermediar de blocaj; S – siguranțe fuzibile; C1.1, C1.2 – contacte CSA

Semnalizarea separatoarelor se face la fel ca la întrerupător prin cheia de comandă sau indicatoare de poziție IP.

Separatoarele cu dispozitive de acționare AME-5 sunt semnalizate numai cu IP-uri - semnificația pozițiilor acelor indicatoare fiind aceleași descrise la paragraful anterior.

Variantele constructive mai noi de dispozitive ASE, controlează printr-un releu intermediar RI-10 și curentul alternativ ce acționează motorașul dispozitivului, în același timp printr-un contact normal deschis, minusul "–" de comandă al ASE.

În figura de mai sus, este prezentată numai schema de comandă a unui dispozitiv ASE, nu sunt figurate contactele de rezervă a celor două CSA - uri.

Din schemă se observă faptul că o comandă de închidere sau deschidere nu este posibilă decât dacă releul RB este acționat - acest lucru fiind posibil numai în cazul când sunt îndeplinite toate condițiile de blocaj, condiții de care vom vorbi la un alt paragraf.

Pentru separatoarele monopolare în stațiile de 220 kV - 400 kV, fiecare pol este acționat de câte un dispozitiv ASE; de asemeni, la stațiile cu acest nivel de tensiune și cuțitele de legare la pământ CLP - sunt acționate de câte un dispozitiv ASE.

În cazul separatoarelor tripolare, cazul stațiilor de 110 kV, un singur dispozitiv ASE acționează toți polii separatorului, iar CLP - urile, chiar dacă au acționare manuală, au dispozitive AM-5. Există și ASE - uri prevăzute și cu dispozitive de acționare manuală a CLP-urilor, acestea prezentând în plus și o pereche de contacte ce urmăresc poziția CLP, poziție ce este utilizată în schemele de blocaj proprii celulei din care face parte sau în schema de blocaje generale ale stației.

Contactele auxiliare din ASE sau AME sunt utilizate în scopuri foarte importante, cum ar fi: schemele de blocaj proprii ale celulei, schemele de blocaj generale ale stației, selectarea tensiunii de la celula de măsură a barei la care este racordată celula respectivă, selectarea barei în schema de PDB și DRRI, iar în cazul AT sau celulelor care se trec pe bara de transfer, dar rămân cu protecțiile proprii, se creează calea de declanșare prin protecții și automatizări.

Dispozitivele de acționare de tip ASE au un indicator de poziție aflat la partea lui superioară, care ne indică poziția închis, dacă este în dreptul reperului roșu și deschis, dacă este în dreptul reperului verde.

Este necesară această precizare, deoarece trebuie să existe corespondență între starea cuțitelor separatoarelor și poziția CSA-urilor din ASE, neconcordanța dintre ele putând duce la situații de avarie foarte grave.

Înainte de începerea manevrării separatoarelor acționate cu dispozitive ASE, personalul operativ trebuie să asigure alimentarea dispozitivului cu curent alternativ, deoarece, prin Regulamentul de Manevră, au fost obligați să condamne aceste dispozitive prin scoaterea siguranțelor de curent alternativ.

Se mai face precizarea că, impulsurile de comandă date dispozitivelor ASE sunt luate din circuitele de semnalizare ±BS (1101, 1102).

În cadrul stațiilor de MT, separatorii sunt acționați manual, acționarea lor fiind condiționată de realizarea condițiilor de blocaj prin dispozitivele DBI, poziția lor fiind copiată de CSA-uri, ale căror contacte sunt utilizate în schemele de blocaj și selectarea tensiunii de pe bara la care este racordat separatorul respectiv.

11.3 Circuite pentru sincronizare

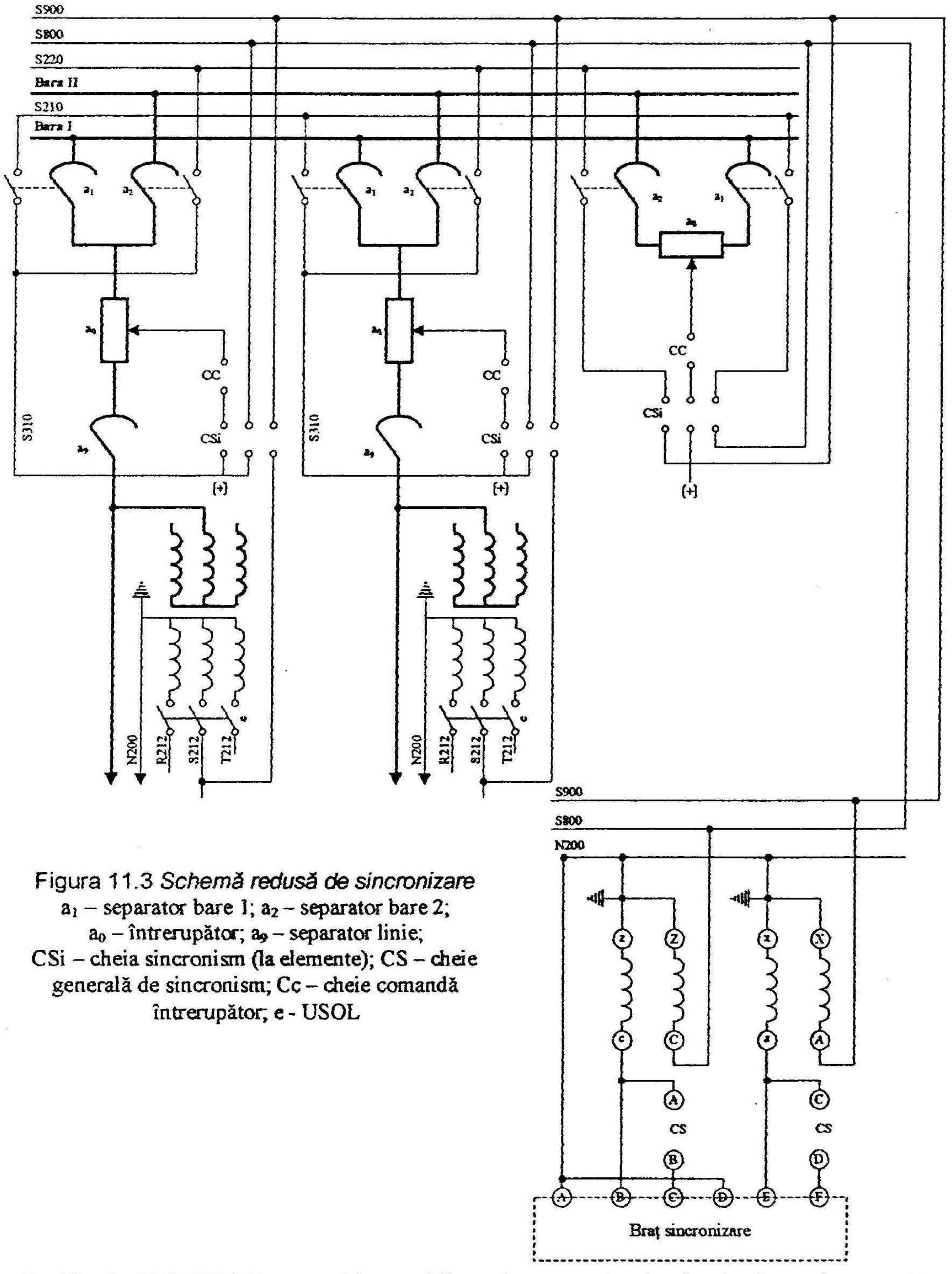

S900
S800
S220
Bara II
S210
Bara I
a1
a2
a0
CC
CSi
S310
a9
(+)
N200
R212
S212
T212
e
S900
S800
N200
Z
C
X
A
CS
B
D
E
F
Braț sincronizare

Figura 11.3 *Schemă redusă de sincronizare*
a_1 – separator bare 1; a_2 – separator bare 2;
a_0 – întrerupător; a_9 – separator linie;
CSi – cheia sincronism (la elemente); CS – cheie generală de sincronism; Cc – cheie comandă întrerupător; e - USOL

Stațiile de 110-400 kV sunt echipate obligatoriu cu aceste circuite de sincronizare pentru a putea efectua interconectarea cu părți din sistemul energetic în condiții de sincronism.

Dispozitivul de sincronizare cuprinde două voltmetre, două frecvențmetre și un sincronoscop care măsoară unghiul de alunecare (succesiunea directă).

Se redă mai sus schema de principiu a unei stații cu dublu sistem de bare, două elemente și o cuplă transversală.

Sunt stații la care se leagă la masă tensiunea secundară S 200; în acest caz, tensiunea selectată va fi Nul - baretele de sincronism devenind N 900 și N800.

S-a vorbit la paragraful 11.1 de condiția de a introduce cheia de sincronism sau a apăsa butonul de sincronism pentru a putea efectua comanda de anclanșare a întrerupătorului.

Din schema prezentată se observă că, o dată cu realizarea acestei condiții, se realizează și alimentarea baretelor de sincronism S800 și S900, prima baretă fiind alimentată cu tensiunea S - selectată de separatorul a_1 sau a_2 de pe măsura sistemului de bare 1, respectiv bare 2, iar a doua baretă (S900) cu tensiunea S de la măsura aflată pe linie sau borne AT (de mare putere).

În cazul cuplelor, baretele S800 și S900 vor fi alimentate cu tensiunea S de pe măsurile barelor deservite de cupla respectivă.

Când se dorește cuplarea unui întrerupător al unui element de pe barele stației, cu instalația de sincronism în funcție (cheia CS și Csi de la elementul respectiv pe poziția "în funcție"), se controlează mai întâi condițiile de sincronism: tensiuni egale, frecvențe egale, succesiune directă și apoi, se poate da impulsul de anclanșare al întrerupătorului.

La elementele la care nu este prezentă tensiunea la celula de măsură a tensiunii proprii se poate da impuls de anclașare la întrerupător, fără respectarea condițiilor de sincronism, acestea urmând a fi respectate în capătul opus.

Liniile de sistem prevăzute cu dispozitive RAR au prevăzute în schemă condiția de control al sincronismului printr-un releu de control al sincronismului RCS care controlează tensiunea de pe linie și de pe bară și unghiul dintre ele, care nu trebuie să fie mai mare de 30°.

11.4 Circuite de semnalizare

Pentru buna exploatare a unei stații este necesar ca, în permanență, personalul operativ să cunoască starea instalației, apariția stărilor de deranjament sau avarie. În acest scop, stațiile sunt prevăzute cu panouri de semnalizări generale (centrale) PSG (PSC), unde sunt adunate toate semnalizările de avarie, semnalizările preventive temporizate și netemporizate.

Pe lângă aceste semnalizări, în stație mai există o serie de semnalizări descentralizate cu care se poate urmări poziția diverselor aparate de comutare (întrerupătoare, separatoare, contactoare) sau de reglare (comutatoare de ploturi; poziția miezului la bobina de stingere).

Mai jos, este prezentată una dintre variantele schemei de panou de semnalizări centrale pentru stații de 110 kV și MT.

Lampa L din panoul de semnalizări centrale trebuie să fie în permanență aprinsă. La arderea unei siguranțe de alimentare a PSC, această lampă va pâlpâi, având o a doua alimentare din bareta de pâlpâire BP și un minus direct din bareta -BS.

Semnalizarea de avarie. La deconectarea întrerupătorului unui element din stație, prin protecțiile proprii sau prin automatizării, datorită faptului că apare o neconcordanță între poziția cheii de comandă pentru anularea semnalului sonor.întrerupătorului respectiv și poziția întrerupătorului (prin CSA) - se alimentează bareta de semnalizare a avariei BSA care va duce la acționarea releului LRSi care, la rândul lui, va acționa hupa și o casetă care constituie semnalul optic de avarie.

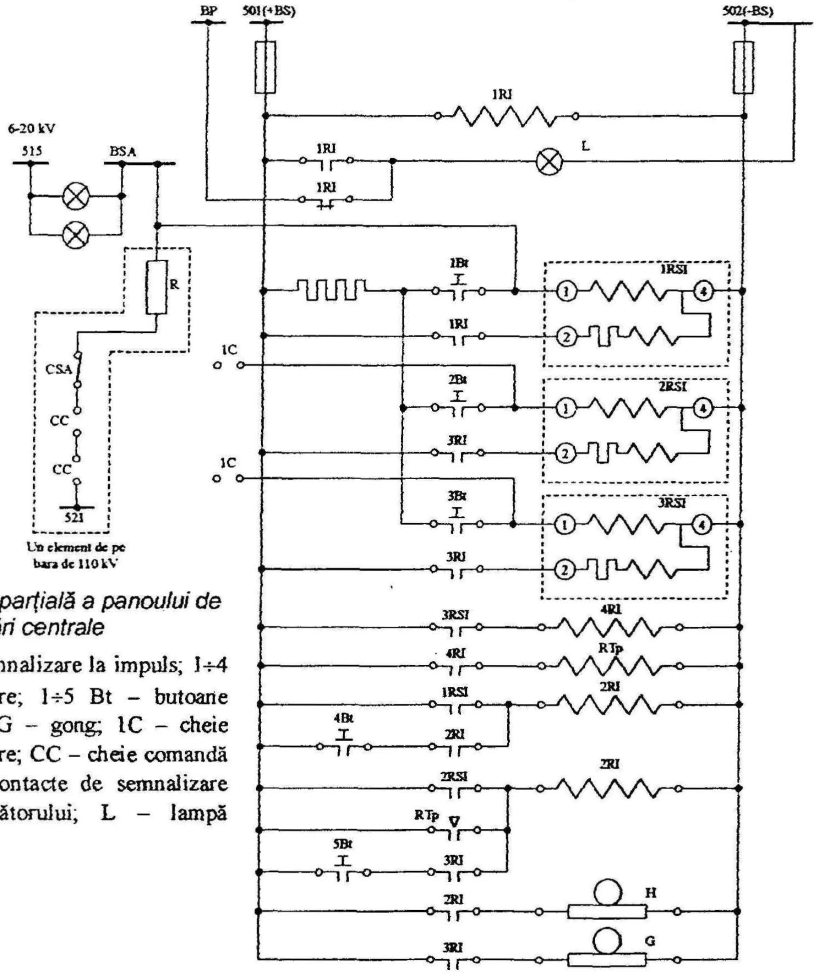


Figura 11.4 *Schemă parțială a panoului de semnalizări centrale*

1,2,3 RSI – relee de semnalizare la impuls; 1÷4 RI – relee intermediare; 1÷5 Bt – butoane încercare; H – hupă; G – gong; 1C – cheie alegere regim funcționare; CC – cheie comandă întrerupător; CSA – contacte de semnalizare auxiliare ale întrerupătorului; L – lampă semnalizare

Pentru a putea anula acest semnal este nevoie de a se pune în concordanță cheia de comandă a întrerupătorului deconectat (cel a cărui lampă inclusă pâlpâie) cu poziția acestuia și apăsarea butonului 4Bt pentru anularea semnalului sonor.

Semnalizările preventive pot fi netemporizate, care au rolul de a avertiza optic și acustic apariția unor abateri în instalație față de regimul normal și care nu pot dispare într-un timp relativ scurt, și temporizate - semnalizări care avertizează optic și acustic o abatere care nu s-a restabilit după un timp prestabilit.

Fiecare din elementele ce alcătuiesc stația au semnalizări proprii formate din relee de semnalizare sau casete cu becuri care acționează la orice abatere de la regimul normal de funcționare, dar în același timp alimentează baretele de semnalizare preventivă BSP, a cărui număr variază după mărimea și complexitatea stației și care produc acționarea releelor de semnalizare la impuls din PSC, aprind casete specializate din cadrul PSC și avertizează apariția abaterii.

O baretă de semnalizări preventive culege de la celulele stației același tip de deranjament - având corespondent în PSC câte o casetă. Astfel 1 BSP este o baretă care culege semnale de tipul "ardere siguranțe de comandă", "ardere siguranțe de semnalizare". O altă baretă culege informația "clapetă neridicată", "lipsă tensiune la protecția de distanță", o altă beretă a funcționat protecția "declanșare siguranțe automată I celula de măsură", etc.

O parte din baretele de semnalizare alimentează prin intermediul cheii IC - din PSC, releul de semnalizări la impuls netemporizat, iar cealaltă parte a baretelor, prin aceiași cheie, releul de semnalizări la impuls temporizat. Acesta din urmă este folosit la semnalizarea deranjamentelor care pot avea un caracter pasager și pot dispare într-un timp scurt - cum ar f "pornire pompă MOP", "punere la pământ în curent continuu", etc.

Pentru personalul operativ dintr-un stație, una din îndatoririle principale la preluarea serviciului de tură este aceea de a controla buna funcționare a tuturor casetelor de semnalizare din PSC și din panourile fiecărei celule (acolo unde semnalizările sunt realizate cu casete) și de a verifica semnalizarea sonoră din PSC.

Prima verificare se efectuează prin comutarea cheii IC din PSC care are trei poziții: "0", "lucru", "încercare casete" - pe poziția "încercare casete" care, prin intermediul baretelor de semnalizare preventivă, alimentează toate lămpile din casete.

Verificarea sonoră se efectuează prin apăsarea butoanelor 1 Bt, respectiv 2Bt și 3Bt și se anulează din butoanele 4Bt, respectiv 5Bt.

Semnalizări de poziție - sunt semnalizări care indică poziția echipamentului de comutație (întrerupători, separatoare), despre care s-a vorbit în paragrafele anterioare, sau semnalizări la distanță a poziției comutatorului de ploturi printr-un dispozitiv de măsurare logometric, sau a miezului la bobina de stingere printr-un voltmetru de acord, care culege o cădere de tensiune pe un autotransformator, a cărui cursor este acționat de miezul bobinei de stingere.

11.5 Circuite pentru protecții și automatizări

Totalitatea dispozitivelor ce au menirea de a separa un element sau o parte din instalație, în caz de defect sau evitarea unui regim anormal de funcționare a instalației constituie protecția și automatizările instalației.

Pentru ca o protecție sau automatizare să-și îndeplinească rolul în bune condiții, acestea trebuie să respecte anumite condiții:

- selectivitatea - să deconecteze numai elementul avariat, restul instalației să rămână în funcție;
- sensibilitatea - să sesizeze defecte sau stări anormale ale instalației la abateri cât mai mici față de regimul normal de funcționare;
- siguranța - să lucreze corect la apariția unei abateri de la regimul normal;

- rapiditate - să elimine defectele într-un timp suficient de scurt pentru a nu afecta restul instalației prin extinderea avariei.

Protecțiile și automatizările vor deconecta numai întrerupătorul elementului care participă la o stare anormală față de regimul normal de funcționare, existând în acest fel, deteriorarea unor echipamente importante din instalații (transformatoare, autotransformatoare, transformatoare de măsură, etc.), sau, în cazul liniilor de transport energie interconectate prin automatizări, poate restabili regimul normal de funcționare, dacă defectul a fost pasager și s-a autolichidat.

Fiecare element dintr-o stație sau post de transformare este echipat cu un panou care cuprinde protecțiile proprii specifice fiecărui element în parte - protecții de care ne vom ocupa în paragrafele următoare și de asemeni, în stații, există automatizări individualizate, dar care deservesc parțial sau total elementele stației (DPP, DASf, DRRI, PDB, etc.).

11.5.1 Protecția transformatoarelor și autotransformatoarelor de mare putere cu neutru legat la pământ

Transformatoarele sau autotransformatoarele constituie elementele cele mai importante într-o stație, de aceea se prevăd protecții prin relee apte să lichideze rapid atât un defect interior, cât și unul exterior, ce ar putea afecta integritatea lor constructivă.

Pe acest criteriu, putem clasifica criteriile ce deservesc un transformator sau autotransformator în:

protectia de gaze

- protecții de bază - protecția diferențială longitudinală - valabilă pentru transformatoare sau autotransformatoare cu puteri mai mari de 10 MVA;
- protecția de cuvă (Chevelier), în cazul transformatoarelor sub 10 MVA;
- protecții de rezervă - protecții de distanță, monopolară la transformatoare sau autotransformatoare cu puteri mai mari de 200 MVA, protecție maximală simplă sau cu blocaj voltmetric la puteri între 10 și 200 MVA.

În afară de aceste protecții, la un transformator sau autotransformator mai există și protecția de suprasarcină și supratemperaturi, care nu declanșează întrerupătorii, dar cu o temporizare prestabilită, semnalizează depășirea unor parametri normali de funcționare.

Protecția de gaze. Elementul principal al acestei protecții îl constituie releul Buchholtz, care lucrează la degajări de gaze, datorită unor defecțiuni interne ale transformatorului sau autotransformatorului . Acest releu are, de regulă, două contacte, care, prin poziționarea lor în circuitul de ulei, pot semnaliza apariția gazelor, iar dacă degajarea de gaze este intensă, este acționat cel de al doilea contact care dă impulsul de declanșare la întrerupătorii de pe toate înfășurările.

Semnalizarea apariției gazelor într-un transformator sau autotransformator este materializată printr-un releu de semnalizare sau o casetă de semnalizare. La apariția acestui semnal, se impun măsuri de aerisire a circuitului de ulei, după ce, în prealabil, s-au luat probe de gaze pentru a se constata dacă acestea sunt inflamabile sau nu.

Aerisirea se face printr-un bușon aflat pe releul Buchholtz, prin desfacerea acestuia. Lângă acest bușon se află un al doilea bușon care, prin desfacere, face posibil accesul la o pârghie ce acționează contactul de declanșare al releului, folosit la probe funcționale.

Impulsul de declanşare de la releul Buchholtz se dă prin intermediul unor relee intermediare montate într-o schemă de automenținere, sau la un releu cu temporizare la deschidere, pentru a permite o prelungire a acestui impuls, deoarece contactul releului de gaze se poate închide un timp foarte scurt.

Declanşarea prin protecția de gaze este semnalizată de un releu de semnalizare sau casetă de semnalizare. În cazul folosirii schemei de automenținere a impulsului de declanşare, pentru a putea conecta întrerupătorii ce deservesc transformatorul sau autotransformatorul respectiv, este nevoie să se deblocheze protecția de gaze, prin apăsarea unui buton aflat în panoul de protecție sau comandă al elementului respectiv.

Transformatorii cu puteri mai mari de 10 MVA şi autotransformatoarele au, pe lângă acest releu montat pe legătura între conservator şi cuvă, şi unul sau trei relee de gaze montate pe legătura sau legăturile comutatorului de ploturi.

Aceste relee au, de regulă, un singur contact folosit la declanşarea pe ambele înfăşurări ale transformatorului sau autotransformatorului, funcționarea lui fiind semnalizată de un releu de semnalizare aflat în panoul de protecție sau comandă, de asemeni, este inclus într-o schemă de relee intermediare cu automenținere sau relee cu temporizare la revenire, care după funcționare trebuie anulată, pentru a permite comanda de anclanşare a întrerupătorilor.

Protecția diferențială longitudinală. Acționează, de regulă, la defecte interioare şi exterioare transformatorului, în zona cuprinsă între transformatoarele de curent de pe toate înfăşurările.

Schema de principiu a unei protecții diferențiale longitudinale este prezentată în figura 11.5.1.1, în care se ia spre exemplificare un transformator cu două înfăşurări.

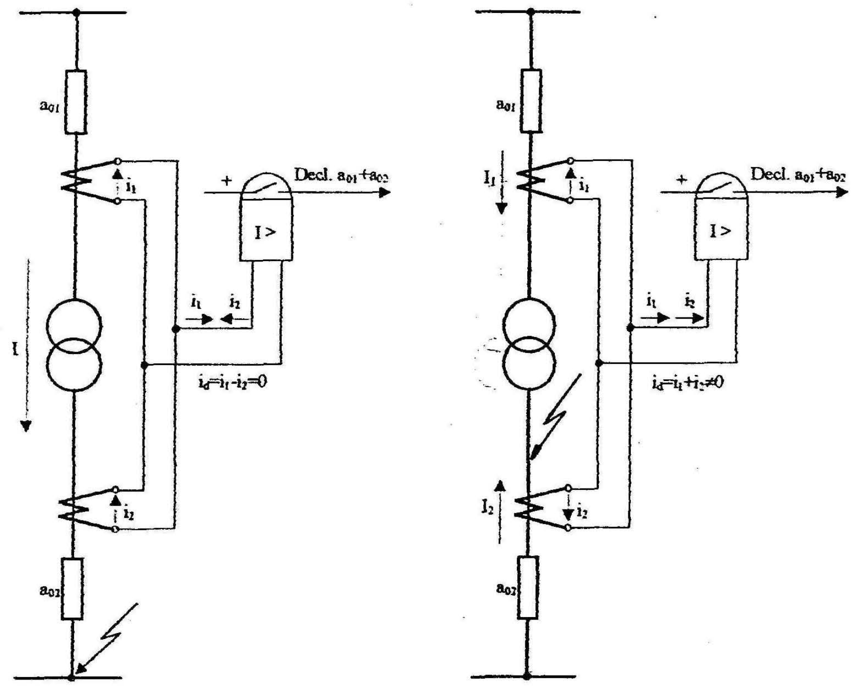


Figura 11.5.1.1

Prin realizarea unui montaj diferențial, se vede că releul diferențial la scurtcircuite în afara zonei protejate de reductori de curent este alimentat cu diferența curenților ce străbat transformatorii de curent de pe înfășurările transformatorului, iar la un scurtcircuit în zona protejată - releul diferențial e străbătut de suma curenților ce trec prin transformatorii de curent.

La transformatoarele și autotransformatoarele cu puteri mai mari de 200 MVA se folosesc rele complexe (RQS_4T_1, R_{30}) - care sunt alimentate atât de pe înfășurările reductorilor de curent de pe cele două înfășurări de bază, cât și de pe înfășurarea terțiară prin intermediul unor transformatori de egalizare.

Aceste relee sunt echipate cu transformatoare cu saturație rapidă ce permit realizarea unei caracteristici de frânare care are drept scop, împiedicarea funcționării protecției în cazul prezenței unor curenți mici de dezechilibru.

Aceste tipuri de relee au incluse un releu de semnalizare cu steguleț, a cărui funcționare este transmisă în panoul de comandă sau protecție al transformatorului sau autotransformatorului, avertizând acustic și optic personalul operativ.

La transformatoarele cu puteri mai mari de 10 MVA protecția diferențială este realizată cu relee de tip RDS - 3, RDS - 3a, RDS - 3b, montate câte unul pe fiecare fază și alimentate cu curenții de pe fiecare înfășurare a transformatorului.

La acest tip de releu egalizarea curenților din circuitul diferențial se realizează prin cele două înfășurări de egalizare, nemaifiind necesare transformatori de egalizare exteriori.

Și în cazul acestor relee se realizează o caracteristică de frânare ce nu permite funcționarea protecției la curenți de dezechilibru mici.

Funcționarea protecției diferențiale cu aceste tipuri de relee este semnalizată exterior printr-un releu de semnalizare, iar declanșarea se dă tuturor întrerupătorilor de pe înfășurările transformatorilor.

Protecția de cuvă (Chevelier). Este o protecție folosită la transformatori cu puteri sub 40 MVA, care sesizează defectele apărute ca urmare a distrugerii izolației dintre înfășurări și punerea la masă a înfășurării.

Defectul este sesizat de un transformator toroidal de curent montat pe legătura la masă a cuvei transformatorului, secundarul său alimentând un releu de curent sensibil, a cărui funcționare comandă declanșarea pe ambele părți ale transformatorului.

Condițiile de bază pentru realizarea acestei protecții este ca transformatorul să fie izolat față de masă. Funcționarea protecției este semnalizată de un releu de semnalizare aflat în panoul de protecție al transformatorului.

Protecții de rezervă

Protecția de distanță. Este utilizată, în general, la transformatoarele și autotransformatoarele cu puteri mai mari de 200 MVA, pe partea de 220 kV și 400 kV, dar sunt cazuri când se folosesc și pe partea de 110 kV. Această protecție este necesară datorită faptului că protecția maximală nu este suficient de sensibilă în regimuri minimale de funcționare. Protecția de distanță este, de regulă, bidirecționată, sesizând defecte atât în amonte cât și în aval de reductorii de curent de la care este alimentată.

Protecţia maximală este folosită la transformatorii cu puteri mai mici de 40 MVA şi are rolul de a sesiza supracurenţii periculoşi ce apar la scurtcircuite pe liniile alimentate de acesta.

Protecţia maximală de curent trebuie să fie realizată şi reglată, astfel încât să deosebească scurtcircuitele de suprasarcini, să fie sensibilă la orice tip de scurtcircuit exterior şi să fie suficient de rapidă pentru a nu solicita înfăşurările transformatorului.

Protecţia maximală, la transformatori cu puteri peste 10 MVA, se montează pe ambele înfăşurări (sau pe cele 3 înfăşurări) sensibilă la scurtcircuite pe barele respective.

Când nu se poate realiza o sensibilitate dorită, se introduce şi un blocaj de minimă tensiune, releele de tensiune fiind alimentate din transformatorii de tensiune de pe partea sursei, protecţia acţionând şi la defecte care apar în transformator.

De regulă, temporizarea protecţiei maximale a transformatorului este mai mare decât temporizarea de pe cuple şi de pe elementele alimentate de acestea, ea funcţionând numai în cazul în care defectul nu a fost separat de protecţiile liniilor sau a cuplei.

Funcţionarea protecţiei maximale a transformatorului este semnalizată de relee de semnalizare aflate, de regulă, în panoul de protecţie, dar sunt şi cazuri în care protecţia maximală pe nivelul inferior de tensiune al transformatorului se află în celula de medie tensiune. Toate aceste relee, prin bareta de clapetă neridicată BCN - semnalizată optic şi acustic în PSC.

Pentru mărirea siguranţei de funcţionare a protecţiei maximale, s-a introdus şi protecţia de rezervă a barelor de medie tensiune PRBM - cu relee de curent înseriate cu cele din cadrul protecţiilor maximale, dar la care curentul este altul decât cel de bază al staţiei, acest lucru implicând şi prezenţa celei de a doua bobine de declanşare la întrerupătorii ce deservesc transformatorul.

Protecţia homopolară de curent. Este montată la transformatorii sau autotransformatorii de 110-400 kV şi acţionează numai la defecte cu pământul. Ea se montează pe ambele înfăşurări şi poate fi realizată cu relee ASOT, AOT sau cu relee de curent, înglobate într-o schemă ce cuprinde şi un releu de direcţie.

Funcţionarea releelor AOT, ASOT este semnalizată prin relee de semnalizare cu steguleţ incluse în ele, iar protecţie monopolare de curent realizată cu relee de curent şi relee de direcţie, funcţionarea este semnalizată de relee de semnalizare aflate în panoul de protecţie al transformatorului sau autotransformatorului.

Protecţia de suprasarcină. Se montează pe o singură fază, având rolul de a semnaliza apariţia unei suprasarcini printr-un releu de semnalizare sau o casetă de semnalizare - aflată în panoul de comandă al transformatorului sau autotransformatorului.

La apariţia acestui semnal, personalul operativ din staţii, împreună cu factorii de decizie vor lua măsurile corespunzătoare.

În cazul staţiilor fără personal sau staţii telemecanizate, această protecţie poate comanda declanşarea întrerupătorilor ce deservesc transformatorul.

Protecţia de supratemperatură. Protecţia este realizată dintr-un termomanometru cu contact în două trepte, având rolul de a semnaliza atingerea unor temperaturi ridicate în transformator, semnalizate în panoul de comandă al transformatorului, printr-un releu de semnalizare sau casetă de semnalizare.

Personalul operativ trebuie să acționeze ca și în cazul apariției suprasarcinii.

La transformatorii sau autotransformatorii cu putere mai mare de 200 MVA, instalația de răcire este comandată în trepte, automat, prin introducerea pe rând a bateriilor de răcire.

Comanda se face prin intermediul termocopiei, care, la atingerea pragurilor de temperatură prestabilită, introduce o nouă grupă de baterii de răcire.

Se poate funcționa și pe comandă manuală, în acest caz fiind necesar a se urmări riguros temperatura transformatorului sau autotransformatorului.

Personalul operativ este înștiințat de funcționarea grupurilor de răcire prin aprinderea unor casete aflate, de regulă, într-un panou de comandă special destinat acestui scop.

11.5.2 Protecția transformatoarelor cu neutru tratat prin rezistență

Legarea la pământ a neutrului rețelelor de M.T. prin rezistență se aplică la rețele de distribuție, cu tensiunea de până la 35 kV, în care curentul capacitiv de punere la pământ are o valoare mai mare de 10 A.

Rezistența ohmică trebuie să limiteze curentul de scurtcircuit monofazat pe barele de M.T. la:

- 300 A, pentru rețelele aeriene, precum și pentru rețelele mixte cu un curent capacitiv până la 150 A;
- 600 A, pentru rețelele subterane, precum și pentru rețelele mixte cu un curent capacitiv peste 150 A;
- 1000 A, pentru rețelele subterane realizate din cabluri cu înveliș de plumb sau cabluri tip A2YSY însoțite pe teren cu un conductor de compensare.

În rețelele noastre de distribuție, transformatoarele de 110 kV/MT au conexiunea (stea, triunghi), pe partea de MT neexistând nul. De aceea, pe barele colectoare a bornelor de MT a transformatoarelor se racordează o bobină trifazică de punct neutru (BPN), care este un echipament destinat realizării nulului artificial necesar racordării rezistenței de legare la pământ.

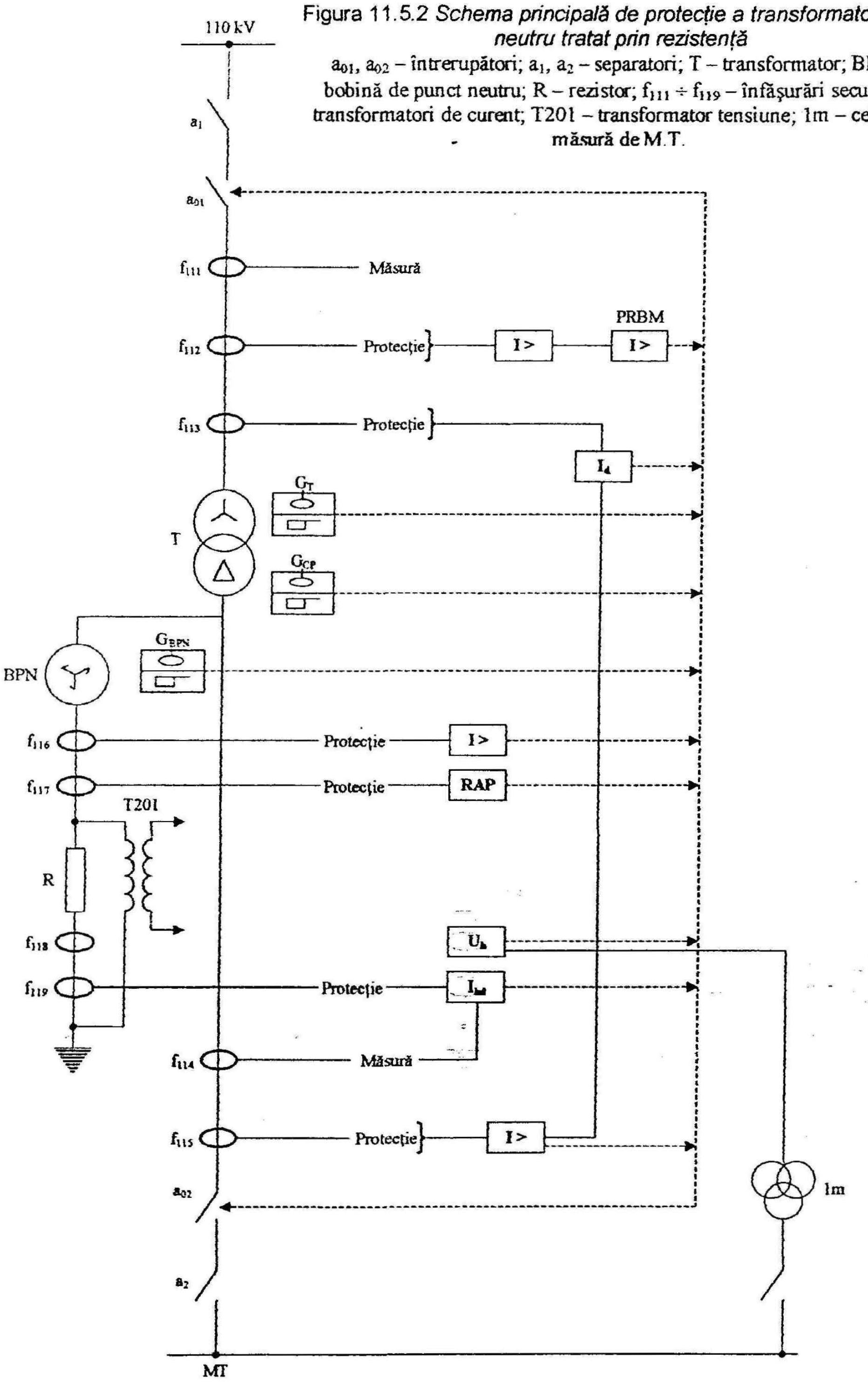
Schema principală de protecție a transformatoarelor cu neutru tratat prin rezistență este prezentată în fig. 11.5.2.

a) protecția de gaze (Buchholtz) - G_T - a fost prezentată la protecția de bază a transformatoarelor - este semnalizată în panoul de protecție propriu prin releu de semnalizare sau casetă și declanșează ambii întrerupători ai transformatorului. Este necesară anularea protecției. Această protecție are și posibilitatea de a semnaliza apariția gazelor.

b) protecția de gaze (Buchholtz) - G_{CP} - este protecția de gaze a comutatorului de ploturi, elimină defectele însoțite de degajări de gaze intense în comutator. Declanșează ambii întrerupători ai transformatorului și semnalizează în panoul de protecții sau comandă propriu, prin relee de semnalizare sau casete de semnalizare. Este necesară anularea protecției prin apăsarea butonului aflat în schema de relee cu automenținere.

Figura 11.5.2 Schema principală de protecție a transformatorului cu neutru tratat prin rezistență

a_{01}, a_{02} – întrerupători; a_1, a_2 – separatori; T – transformator; BPN – bobină de punct neutru; R – rezistor; $f_{111} \div f_{119}$ – înfășurări secundare transformatori de curent; T201 – transformator tensiune; 1m – celulă de măsură de M.T.


110 kV
a_1
a_{01}
f_{111}
Măsură
PRBM
f_{112}
Protecție
I>
I>
f_{113}
Protecție
I_d
G_T
T
G_{CP}
G_{BPN}
BPN
f_{116}
Protecție
I>
f_{117}
Protecție
RAP
T201
R
f_{118}
f_{119}
Protecție
U_h
I_{hd}
f_{114}
Măsură
f_{115}
Protecție
I>
a_{02}
a_2
1m
MT

c) protecţia de gaze (Buchholtz) G - BPN - elimină defectele însoţite de degajări de gaze intense din bobina trifazică de punct neutru BPN. Funcţionarea ei este semnalizată în panoul de protecţii proprii ale transformatorului prin releu de semnalizare sau casetă de semnalizare.

d) protecţia diferenţială longitudinală (PDL - T) notată în schemă - este realizată cu relee RDS$_3$, RDS$_{3a}$ sau RDS$_{3b}$, prezentată la paragraful 11.5.1, protejează zona dintre reductorii de curent montaţi pe ambele nivele de tensiune ale transformatorului. Funcţionarea şi semnalizarea acestei protecţii este cea descrisă la paragraful amintit.

e) protecţia maximală pe partea de 110 kV - I> - este o protecţie realizată pe trei faze, temporizată, sensibilă la defecte monofazate pe partea de M.T.. funcţionarea ei este semnalizată în panoul de semnalizare.

f) Protecţia de rezervă a barelor de M.T. (PRBM) este tot o protecţie maximală, montată pe partea de 110 kV, în serie cu protecţia maximală de pe această parte, dar folosind un alt curent de comandă, decât cel operativ al staţiei. Această protecţie are rolul de a elimina defectele, în următoarele cazuri:

- Lipsa curentului operativ furnizat de bateria de acumulatori a staţiei;
- Arderea bobinei de declanşare de bază a întrerupătorului de 110 kV;
- Nefuncţionarea protecţiei maximale montate pe partea de 110 kV.

Această protecţie este, de obicei, montată într-un panou de protecţie separat, funcţionarea ei fiind semnalizată prin relee de semnalizare.

g) protecţia maximală temporizată pe partea de M.T. - I> - are aceleaşi funcţiuni ca protecţia maximală de pe 110 kV.

h) Protecţia diferenţială homopolară (PDLH - T) - I . Această protecţie elimină defectele monofazate din zona protejată, situată între reductorii de curent de pe partea de M.T. a transformatorului şi reductorul de curent montat la partea inferioară a rezistorului. Deci, sunt protejate inclusiv înfăşurările BPN. Această protecţie este realizată cu relee de tip RCZD, funcţionarea lui fiind semnalizată în panoul de protecţie propriu al transformatorului printr-un releu de semnalizare.

i) Protecţia homopolară de curent temporizată - I$_h$> - este alimentată din secundarul transformatorului de curent de pe legătura la pământ a BPN, situat în partea superioară a rezistorului. Funcţionarea acestei protecţii declanşează ambii întrerupători ai transformatorului şi este semnalizată de un releu de semnalizare aflat în panoul de protecţie al transformatorului.

j) Protecţia homopolară de curent (PPRN) - RAP - împotriva punerilor la pământ rezistive. Această protecţie se realizează cu un releu ampermetric tip RAP - 1 şi reprezintă o protecţie de rezervă împotriva defectelor monofazate rezistive pe liniile de M.T. şi principală, pentru defecte similare în porţiunea dintre BPN şi bara de M.T. a staţiei. Funcţionarea acestei protecţii declanşează ambii întrerupători ai transformatorului şi este semnalizată de un releu de semnalizare aflat în panoul de protecţii propriu al transformatorului şi un releu intermediar cu steguleţ aflat în releul RAP - 1.

k) Protecţia maximală de tensiune homopolară - U_h - este o protecţie împotriva punerilor simple la pământ de durată, pentru cazurile când legătura la pământ neutrului de M.T. cu rezistenţă este întreruptă. Funcţionarea ei declanşează ambii întrerupători şi semnalizată *printr-un releu de semnalizare în panoul de protecţie propriu al transformatorului.*

l) Protecţia de suprasarcină pe partea de 110 kV este montată pe o singură fază, sesizează depăşirea curentului de sarcină maximă, după o temporizare de aproximativ 6 sec aprinde o casetă de semnalizare, aflată în panoul de comandă al transformatorului.

m) Protecţia de supratemperatură semnalizează prin intermediul unei casete de semnalizare aflat la panoul de comandă al transformatorului, depăşirea unei temperaturi maxim admisibile a uleiului din cuva transformatorului.

11.5.3 Protecţia liniilor de medie tensiune din reţele cu neutru izolat sau compensat

Protecţia maximală în două trepte. Este utilizată împotriva scurtcircuitelor între faze sau dublelor puneri la pământ pe faze diferite, cu relee de curent racordate la doi sau trei reductori de curent.

Majoritatea liniilor de medie tensiune au protecţia maximală realizată cu doi reductori de curent, dar pentru mărirea sensibilităţii la scurtcircuite bifazate exterioare după transformatoarele cu conexiuni stea-triunghi, se recomandă folosirea a trei reductori de curent sau folosirea schemei cu doi reductori de curent şi trei rele de curent.

Această protecţie comandă declanşarea întrerupătorului şi se instalează în capătul dinspre sursă al acesteia.

În cazul mai multor linii radiale ce se succed, temporizarea protecţiei maximale creşte progresiv spre capătul opus sursei.

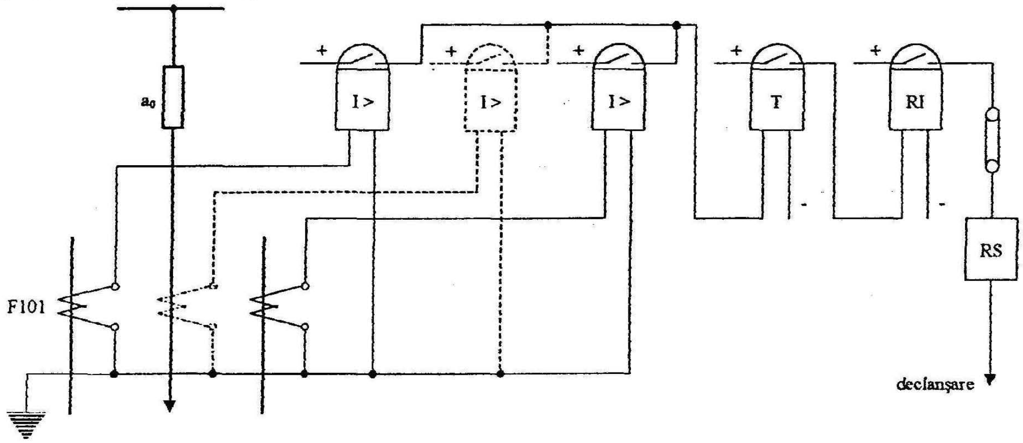


Figura 11.5.3.1 *Schema protecţiei maximale*

F101 – transformator de curent; I> - relee de curent; T – releu de timp; RI – releu intermediar; DD – dispozitiv de deconectare; RS – releu semnalizare serie; a_0 - întrerupător

Pentru a nu perturba funcționarea unor linii racordate pe aceeași bară, datorită căderii de tensiune pe bară, la producerea unui scurtcircuit pe una din linii, se realizează o secționare de curent rapidă (protecția maximală rapidă) - care este netemporizată sau cu o temporizare foarte mică în cazul unor linii succesive și din motive de sensibilitate.

Deci, la apariția unui curent de defect violent, prin această protecție se reduce timpul de declanșare pe linia cea mai apropiată de sursă, dacă protecția pe liniile ce o succed, protecția nu a lucrat corespunzător.

Protecția maximală temporizată PMT elimină defecte mai îndepărtate, nelichidate de protecțiile liniilor dinspre capătul opus sursei.

Din schema figurată se vede că funcționarea acestui tip de protecții este semnalizat de rele de semnalizare care se găsesc pe panoul frontal al celulei de medie tensiune și care, prin baretele de semnalizări ale stației, avertizează optic și sonor personalul operativ din stație.

Protecția împotriva dublei puneri la pământ pe faze diferite utilizând filtre de componente simetrice inverse. Protecția este realizată cu relee de tip FRC - 2a, al cărui principiu de funcționare se bazează pe faptul că, la duble puneri la pământ pe faze diferite, apar curenți de secvență inversă și homopolară, care produc acționarea unui releu de curent montat pe ieșirea filtrului.

Acest releu este alimentat numai de două faze , ceea ce permite montarea lui și în celule cu numai doi reductori de curent.

Pentru selectivitate, acest filtru de componente inverse va da declanșare la întrerupător cu o temporizare mai mare decât protecția maximală a liniei și funcționarea lui este semnalizată de un releu de semnalizare aflat pe panoul frontal al celulei de linie, apoi optic și acustic, în camera de comandă a stației.

Protecția maximală de curent homopolar. Deservește liniile electrice aeriene, în primul caz cu filtre pe trei reductori de curent sau, în ultimul caz, cu ajutorul unui transformator toroidal de curent.

Această protecție dă rezultate numai în cazul rețelelor cu neutru compensat, ale căror curenți primari de defect nu depășesc anumite valori prestabilite.

Filtrul Holmgreen se realizează prin punerea în paralel a celei de a doua înfășurări secundare a reductorilor de curent de pe cele trei faze, acesta alimentând un releu de curent, care, cu sau fără temporizare, dă declanșare la întrerupătorul liniei respective. La fel se întâmplă și în cazul liniilor în cablu, unde secundarul transformatorului toroidal de curent alimentează un releu de curent.

În cazul liniilor în cablu, este obligatoriu ca legătura la masă a mantalei cablului să treacă prin transformatorul toroidal, pentru a anula efectul curenților vagabonzi.

Și această protecție este semnalizată de un releu de semnalizare aflat pe panoul frontal al celulei de linie, apoi optic și acustic, semnalizat în camera de comandă.

Protecția selectivă împotriva punerilor la pământ este realizată cu relee de tip RPP sau DPP, care pot deservi maximum cinci linii aflate pe aceeași bară și care sunt alimentate din reductorii de curent cu același raport de transformare.

Protecția dispune de filtre de armonici superioare (a 5-a de 250 Hz), care, în caz de defect, este alimentată cu curent homopolar al fiecărei linii de la transformatoarele toroidale de curent sau filtrele

Holmgreen și cu tensiuni de pe bara pe care o deservește , numai la apariția tensiunii homopolare (deci, la punere la pământ pe bare).

Tensiunea homopolară este sesizată de celula de măsură de pe o bară prin secundarul în triunghi deschis al acesteia.

Din figura 11.5.3.2. se observă că, în regim normal, când toate tensiunile secundare sunt egale, prin compunere vectorială, tensiunea homopolară $U_H = 0$.

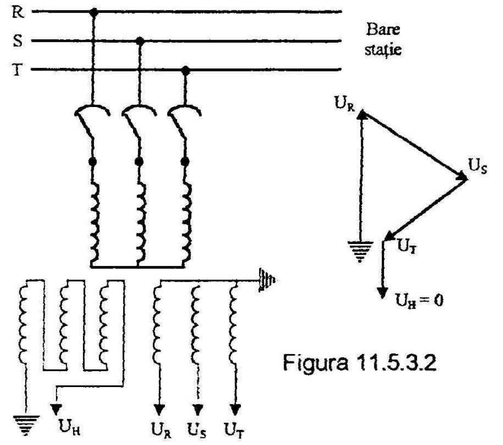


Figura 11.5.3.2

La apariția unei puneri la pământ pe bare, tensiunea de pe bara cu punere la pământ scade ca valoare, putând ajunge chiar zero (în cazul unui defect foarte apropiat), iar din compunerea fazorială, tensiunea U_H va avea o valoare diferită de zero, suficientă a acționa un releu de tensiune homopolar.

Protecția realizată cu relee RPP sau DPP este o protecție netemporizată și poate da declanșare la elementele cu punere la pământ, sau poate numai semnaliza elementele cu punere la pământ, regimul de funcționare "pe declanșare", "pe semnalizare" fiind la latitudinea treptei de dispecer.

Deși releele RPP și DPP sunt netemporizate, sesizarea punerii la pământ se face temporizat, releul de tensiune homopolară din tensiunile "sănătoase" acestor relee după o temporizare de maxim 6 sec, pentru a preîntâmpina funcționarea protecției la defecte pasagere.

În cazul când în stație sunt mai mult de cinci linii, se pot utiliza mai multe relee RPP sau DPP, interconectate între ele.

Această protecție este montată, de regulă, în celula de măsură, dar semnalizarea funcționării ei se află la fiecare celulă deservită pe panoul frontal.

În ultimul timp, tot ca protecție împotriva punerilor la pământ se folosește și releul RDT, ce funcționează pe analiza primei semiperioade a undei, perioadă în care apare o secvență homopolară inversă.

Această protecție se montează individual, de regulă pe liniile de medie tensiune comune cu linii de joasă tensiune.

Protecția este rapidă (netemporizată) și a cărei funcționare este semnalizată printr-un releu de semnalizare aflat pe panoul frontal al celulei de linie.

11.5.4. Protecțiile liniilor și cuplelor de 110-400 kV în rețele legate direct la pământ

A. Protecțiile liniilor radiale

Protecția maximală de curent în două trepte. Ea este realizată cu relee de curent pe fiecare fază, folosită la eliminarea defectelor între faze, prima treaptă a protecției fiind desensibilizată faţă de curentul de scurtcircuit de pe bara de medie tensiune a staţiei alimentate fiind netemporizată sau temporizată la cel mai scurt timp permis de condiţiile de selectivitate.

A doua treaptă a protecţiei maximale este reglată la un curent mai mic şi temporizată după criterii de selectivitate.

Protecţiile maximale sunt semnalizate de relee de semnalizare ce se găsesc în panoul de protecţie.

Protecţia homopolară de curent. Este realizată în două trepte, cu relee de curent şi releu de direcţie. Protecţia este astfel reglată încât să protejeze întreaga linie, cât şi înfăşurarea transformatoarelor de putere legate la aceeaşi bară.

Protecţia homopolară constituie protecţia de rezervă a liniei, lucrează numai la apariţia curentului şi tensiunii homopolare (defecte cu pământul).

Cele două trepte ale protecţiei homopolare sunt semnalizate fiecare în parte de câte un releu de semnalizare aflat în panoul de protecţie al liniei.

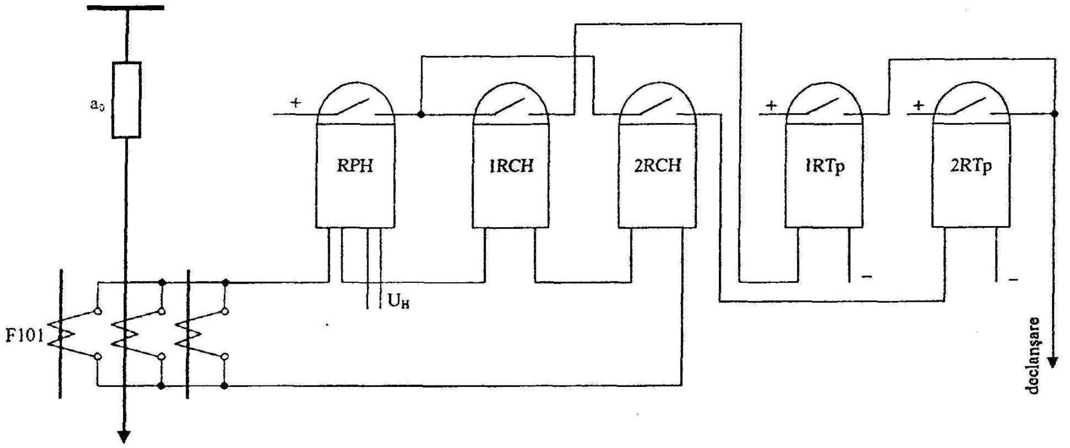


Figura 11.5.4.1 *Schema protecţiei homopolare direcţionate în două trepte*

F101 – reductori curent; RPH – releu de direcţie; 1RCH, 2RCH – relee de curent; 1RTp, 2RTp – relee de timp, U_H – tensiunea homopolară

Protecţia diferenţială longitudinală este utilizată numai în cazul liniilor foarte scurte, de o importanţă majoră şi care au între staţiile legate de aceste linii şi un releu DZL, complet RDL - DTC, S 103 B, care au ca principiu, compararea curenţilor din capetele liniei protejate şi care, legaţi într-o schemă diferenţială, în regim normal se scad, curentul diferenţial fiind zero, iar în caz de scurtcircuit pe linie, suma algebrică a celor doi nemaifiind egală cu zero, produc funcţionarea protecţiei şi declanşarea întrerupătoarelor în ambele capete ale liniei.

Funcţionarea protecţiei, precum şi controlul integrităţii cablului fir pilot sunt semnalizate de relee de semnalizare sau casete de semnalizare aflate în panoul de comandă sau protecţie ale liniei respective.

B. Protecţia liniilor de 110 kV de interconexiune

B.1 *Protecţia de distanţă* este protecţia de bază a liniilor interconectate de 110 kV.

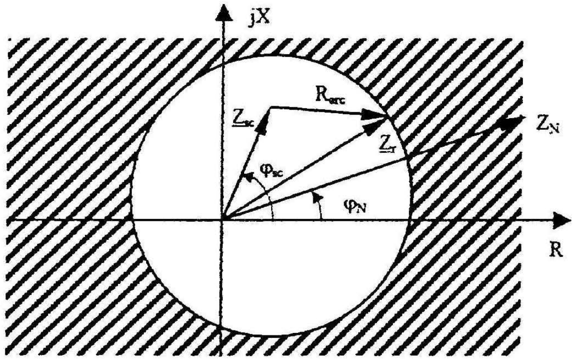
Majoritatea protecţiilor de distanţă măsoară impedanţa până la locul de defect pe principiul balanţei electrice, le compară cu nişte mărimi prestabilite şi comandă declanşarea în una din treptele de timp ale releului.

Pentru liniile de 110 kV, cele mai răspândite relee pentru protecţia de distanţă sunt releele RD110, D111 ... D114, PD2, PD3/2

Protecţia RD110 este alcătuită din releul propriu-zis RD 110, asociat cu elementul de demaraj la minimă impedanţă Q_3 sau Q_4. În releul RD 110 sunt prezente şi elemente de demaraj la supracurent aflate în partea superioară a releului, elementul de măsurare a impedanţei Z, elementul de direcţie Q, elementul de timp T, elementul de blocaj la pendulaţie P_k şi un bloc de rezistenţe pe care se pot fixa cele trei trepte de referinţă r_1, r_2, r_3, precum şi rezistenţa de prelungire a treptei I-a r_k.

Caracteristica de funcţionare la acest tip de releu este un cerc , a cărui centru poate fi deplasat pe axa R.

Figura 11.5.4.2 – *Caracteristica elementului de măsură a impedanţei*

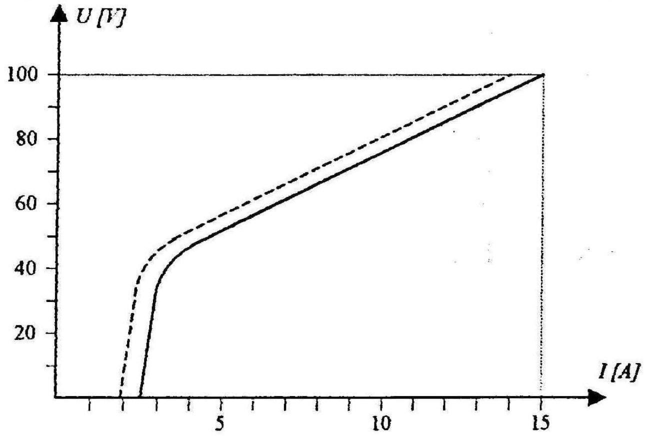


Releul va funcţiona numai dacă vectorul $\overline{Z}_{scc}$ se va afla în interiorul cercului.

Elementul de demaraj Q_3 este asociat cu protecţia RD110 şi destinat spre a sesiza curentul de scurtcircuit la linii lungi, curent ce nu atinge valoarea de acţionare a releelor de supracurent din cadrul releului RD110.

Caracteristica acestui releu are alura din figura 11.5.4.3.

Figura 11.5.4.3 – *Caracteristica elementului de măsură a impedanţei*



Caseta Q_3 prin releele de semnalizare cu steguleţ R, S, T, O, semnalizează faza care a demarat la defect, semnalizare ce trebuie consemnată de personalul operativ şi comunicată treptei de dispecer pentru a putea fi efectuată analiza incidentului respectiv.

Releul RD110 are de asemenea pe partea frontală relee de semnalizare a căror semnificaţie este următoarea:

- BR_1 - demaraj faza R;
- BS_1 - demaraj faza S;
- BT_1 - demaraj faza T;
- BO_1 - demaraj nul;

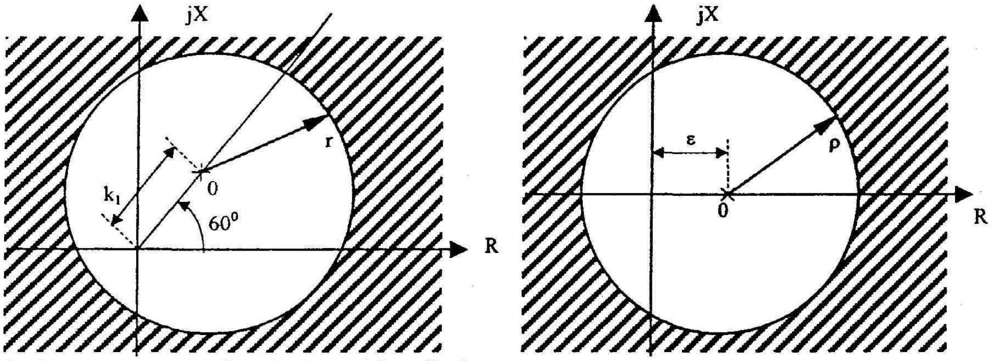
- Q_f - lucrat spate;
- E_l - declanşare.

În partea dreaptă a releului se găseşte organul de timp TM, care prezintă şase scale suprapuse utilizate astfel: pe prima (cea de jos) se reglează treapta a I-a, care la linii trebuie să fie, de regulă, "0", pe a doua scală se reglează timpul treptei a 2-a, pe următoarea - timpul treptei a 3-a, pe a 4-a scală se reglează treapta direcţionată "te", pe scala a 5-a se reglează treapta nedirecţionată "tg", iar ultima scală afişează timpul după care protecţia a dat comanda de declanşare şi care are corespondenţă cu unul din timpii reglaţi pe scalele de sub el.

Acest timp, precum şi semnalizări prezentate mai sus, trebuie consemnate de personalul operativ şi transmis treptei superioare care face analiza incidentului.

Protecţia D111÷114 . Protecţia are în componenţă trei elemente de demaraj de minimă impedanţă, un element de măsurare a impedanţei de defect M, un element de direcţie SM, elementele de blocaj la pendulaţii , releul de timp şi câte două potenţiometre pentru fiecare din cele trei trepte notate V_1, V_2, V_3.

Caracteristica de demaraj a acestui releu este un cerc, a cărui centru poate fi deplasat pe o axă înclinată la 66^0 faţă de axa R, iar caracteristica elementului de măsură este un cerc al cărui centru se deplasează pe axa R funcţie de poziţia eclisei ε.



a) b)

Figura 11.5.4.4 – *Caracteristica de demaraj şi măsură a protecţiei D114*

Releul lucrează la defecte aflate în interiorul cercului de demaraj şi se observă că are posibilitatea să lucreze şi la defecte foarte apropiate în spate.

Semnalizările de pe releele de distanţă D111÷114 sunt realizate cu relee de execuţie şi semnalizare cu stegulet:

- R - demaraj faza R;
- S - demaraj faza S;
- T - demaraj faza T;
- O - demaraj nul;
- P_s - lucrat spate;
- P - blocaj la pendulaţii;

- V - declanșare.

Releul de timp TM este format din patru discuri: primul din stânga afișând timpul după care protecția a dat impulsul de declanșare, prima treaptă este netemporizată și deci nu are disc; al doilea disc este folosit pentru reglarea treptei a 2-a, al 3-lea disc pentru reglarea treptei a 3-a, al 4-lea disc pentru reglarea treptei direcționate, iar treapta nedirecționată este fixă (6 sec) și nu se reglează.

Personalul operativ, la un incident, trebuie să consemneze semnalizările de pe releu precum și timpul afișat pe primul disc al releului de timp (cel din stânga), să informeze treapta de decizie care face analiza incidentului.

În partea de jos a releului se găsesc cele șase potențiometre necesare reglării treptelor de impedanță, astfel treapta I-a se reglează din primele două potențiometre din stânga (primul potențiometru permițând reglarea zecilor, iar al doilea unitățile), în procente față de prima impedanță de referință. A doua treaptă se reglează pe potențiometrul V_2, iar a 3-a pe potențiometrul V_3.

Protecția PD 3/2. Se alege această protecție pentru că este varianta îmbunătățită a releelor PD, PD_2. Ca și protecția D_{114}, are trei elemente de demaraj de minimă impedanță pe fiecare fază și unul pe nul, un element de măsură a impedanței, un element de direcție, un element de blocaj al pendulații și trei relee de timp. Protecția este realizată cu elemente statice, elementele menționate mai sus fiind materializate în blocuri de amplificare, cu excepția releelor de timp care sunt de tip RTPa-5.

Caracteristica de demaraj a releului este un cerc al cărui centru poate fi deplasat pe axă înclinată cu unghiul Ψ față de axa R.

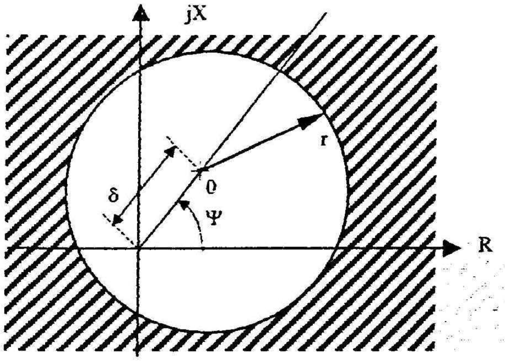


Figura 11.5.4.5 – *Caracteristica de demaraj a releului PD3/2*

Pe partea frontală sus, a releului se găsesc relee de execuție și semnalizare a căror semnificație este următoarea:

- R - demaraj faza R;
- S - demaraj faza S;
- T - demaraj faza T;
- O - demaraj nul;
- A - demaraj general;
- E - declanșare;
- Q - direcție spate;
- B - funcționare în treapta a II-a;
- C - funcționare în treapta a III-a;
- D - funcționare în treapta a IV-a, direcționată și nedirecționată;
- M - funcționare în treapta a II-a, spate;
- N - funcționare în treapta a III-a, spate.

Reglajele pe acest releu se realizează pe placa din partea de jos a releului, unde se găsesc cele 4 potențiometre cu care se fixează raza și deplasarea cercurilor de demaraj, fiecare având asociat și un buton, prin intermediul căruia se poate încerca funcționarea amplificatorului respectiv, fără a fi nevoie de realizarea unui montaj exterior. Amplificatoarele de direcție se verifică prin butoanele KDF, KDS, iar amplificatorul releului de măsură a impedanței prin KZ.

Prin eclisele situate tot pe această placă se alege regimul de funcționare "mono" sau "bi" direcționat, alegerea înclinării axei cercului de demaraj, raportul între rază și excentricitate și unghiul de scurtcircuit al liniei.

Timpii treptelor de funcționare se reglează pe cele trei rele de timp, prima treaptă fiind netemporizată. Treptele de impedanță se reglează prin aranjarea unor ștrapuri pe ploturile transformatorului cu impedanțe.

Personalul operativ este suficient să citească semnalizările date de releele de semnalizare, acest tip de releu semnalizând și treapta de funcționare a protecției. Treapta nedirecționată la PD 3/2 este egală cu cea direcționată, releul D acționând releul E, indiferent de direcție.

Toate protecțiile de distanță prezentate până la acest punct, în afară de semnalizările proprii, o dată cu transmiterea impulsului de declanșare acționează și un releu de semnalizare "A funcționat protecția de distanță", aflat în panoul de comandă sau de protecție al liniei respective și care, prin baretele de semnalizări preventive, avertizează sonor și optic în PSC.

B.2 ***Protecția homopolară***. Este realizată cu relee de curent și relee de direcție tip RDC_3 și RDC_3-a, IMB-178, etc, în una sau două trepte, funcționarea acestei protecții este prezentată la paragraful A, în cadrul protecțiilor liniilor radiale.

B.3 ***Protecția diferențială longitudinală***, folosită la protejarea liniilor interconectate scurte, este prezentată tot în cadrul paragrafului A.

B.4 ***Protecțiile transversale a liniilor cu dublu circuit***. Este o protecție transversală direcționată, rolul ei este acela de a preântâmpina declanșările false ale unei linii neavariate ca urmare a circulației de curenți care iau naștere pe unul din circuite, când celălalt circuit este defect.

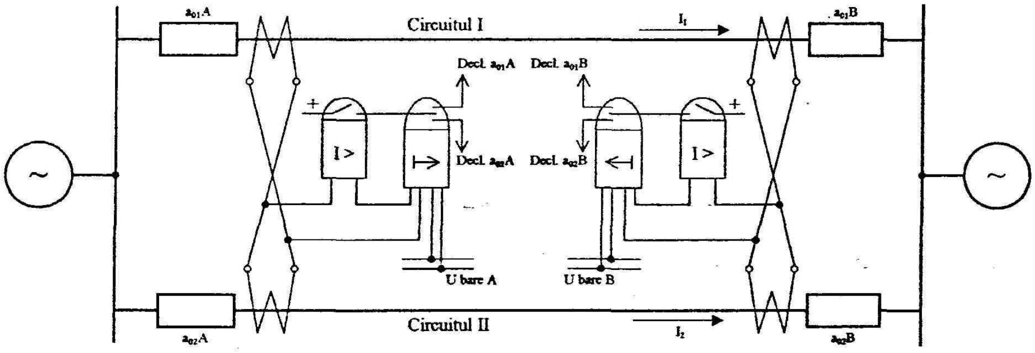


Figura 11.5.4.6 *Schema de principiu a protecției diferențiale longitudinale*

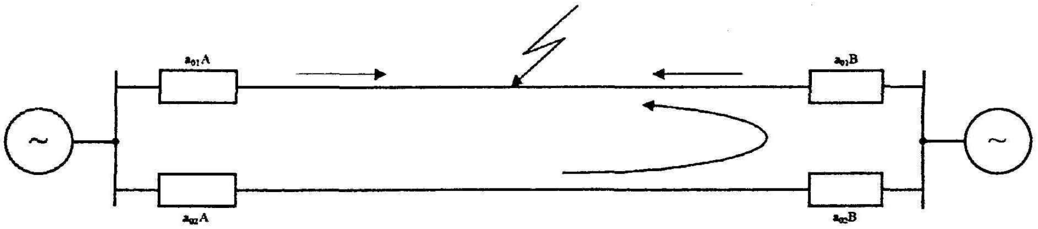


Figura 11.5.4.7 *Circulația de curenți în cazul unui scurtcircuit pe una din liniile unui sistem de linii dublu circuit*

Această protecție prin relee de direcție va selecta linia defectă și va declanșa numai întrerupătorii liniei avariate.

Un dezavantaj al acestei protecții este acela că în cazul deconectării manuale sau prin celelalte protecții, fiind montată într-un circuit diferențial, poate conduce la declanșări nedorite, de aceea se impune realizarea unor blocaje de funcționare a protecției în astfel de cazuri.

Protecția este semnalizată prin relee de semnalizare aflate în panoul de protecție al liniilor respective.

C. Protecția liniilor interconectate la 220 kV

C.1 ***Protecția de distanță***. Este protecția de bază și la liniile de 220 kV. Aceasta poate fi realizată cu relee RD 110, D 114, prezentate anterior cu specificația că sunt relee de 1A, de la 220 kV în sus curentul secundar al transformatoarelor de curent, fiind standardizate la valoarea de 1A. La liniile de 220 kV pentru protecția de distanță sunt folosite în mare măsură releele de fabricație Siemens.

Protecția de distanță R3Z24A cu elementul de demaraj de minimă impedanță R3Z3U (V). Aceste protecții sunt alcătuite din mai multe corpuri de protecție interconectate între ele prin legături exterioare: Caseta de demaraj de minimă impedanță, șuntul de curent; caseta de măsură a impedanței, caseta de execuție.

Caracteristica de demaraj a elementului de minimă impedanță are alura din figura 11.5.4.6.

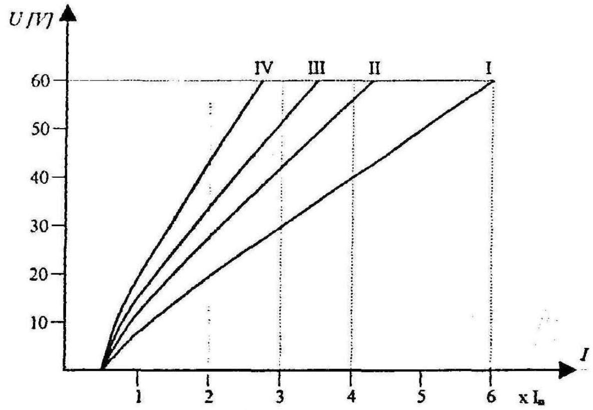


Figura 11.5.4.6 Caracteristica de demaraj a elementului de minimă impedanță R3Z3U

Caracteristica elementului de măsură este un arc a cărui origine poate fi deplasat pe axa R. Funcțiunile releului sunt cele descrise la RD 110, la acest releu componentele fiind mai performante.

Semnalizările releului se găsesc în elementul de execuție, după cum urmează:

- J_R - demaraj la supracurent faza R;
- J_S - demaraj la supracurent faza S;
- J_T - demaraj la supracurent faza T;
- J_M - demaraj la supracurent Nul;
- A - demaraj faza R - contorizează numărul de impulsuri;
- B - demaraj faza S - contorizează numărul de impulsuri;
- C - demaraj faza T - contorizează numărul de impulsuri;
- F - declanșare faza R - contorizează numărul de impulsuri;
- G - declanșare faza S - contorizează numărul de impulsuri;
- H - declanșare faza T - contorizează numărul de impulsuri.

Elementul de timp este asemănător cu cel descris la protecția RD 110, discul de sus fiind folosit pentru afișarea timpului după care a dat impulsul de declanșare, timp ce trebuie consemnat, ca de altfel și semnalizările ce apar în elementul de execuție, în plus la releele A÷H se notează și numărul de impulsuri. Casetele R3Z3U (V) vor afișa fazele pe care s-a produs demarajul.

Protecția de distanță R1Z 23A este asemănătoare celei descrise anterior, cu deosebirea că la acestea avem ca semnalizări numai releele J_R, J_S, J_T, J_M, cu aceeași specificație; A, B, C au aceeași specificație; D - demaraj nul - cu contorizarea numărului de impulsuri; G - declanșare - cu contorizarea numărului de impulsuri.

C.2 ***Protecția homopolară.*** Este realizată ca la liniile de 110 kV, în plus la acest nivel de tensiune se folosesc pentru această protecție completul AOT, ASOT, alimentat cu curenții de pe cele trei faze și nul și cu tensiunile de pe bară sau de la celula de măsură proprie, sesizarea apariției curentului și tensiunii homopolare, făcându-se în interiorul completului.

Funcționarea AOT, ASOT este semnalizată de relee de execuție și semnalizare cu stegulet, incluse în protecție și cu releu de semnalizare în panoul de protecție al liniei respective.

Și acest tip de protecții permite realizarea unei protecții homopolare în două trepte.

C.3 ***Protecția diferențială longitudinală*** este cea descrisă la liniile scurte de 110 kV, sunt mai rar întâlnite, în general la linii bloc generator-transformator, bloc transformator (autotransformator) - întrerupător - aflat în altă stație.

C.4 ***Protecția transversală a liniilor cu dublu circuit*** este cea descrisă la paragraful B.4, deosebirea este că la acest nivel de tensiune curentul nominal al elementelor componente este 1A, din motivele enunțate mai jos.

D. Protecția liniilor interconectate de 400 kV.

Particularitatea liniilor de 400 kV este aceea că sunt protejate de o combinație de câte două protecții de distanță, una fiind considerată de bază, cealaltă de rezervă.

În cele ce urmează vor fi descrise succint cele mai utilizate protecții de distanță a liniilor de 400 kV.

D.1 *Protecții de distanță*

Protecția de distanță D 400. Este alcătuită din două corpuri A și M, este o protecție

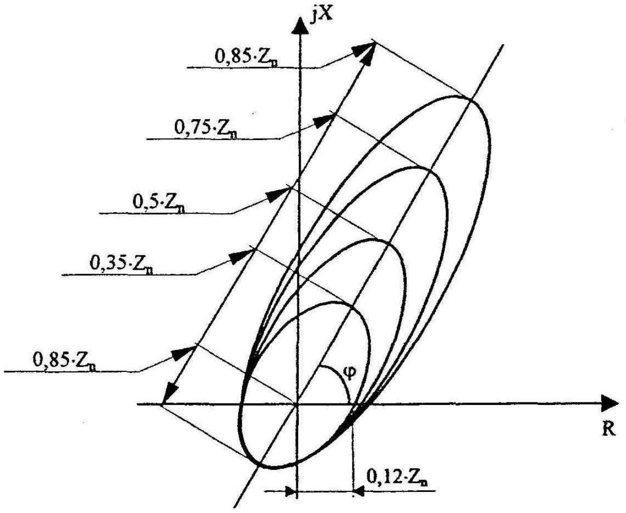


Figura 11.5.4.7 *Caracteristica de demaraj a elementelor de minimă impedanță – protecția de distanță D400*

complexă cu elemente de demaraj de minimă impedanță, pe fiecare fază și combinații între faze pentru scurtcircuite bifazate, la fel și elementele de măsură sunt specializate pentru scurtcircuite mono și bifazate.

Caracteristica de funcționare a releului este eliptică, cu posibilități de extindere a axei mari și a înclinării acesteia față de axa R, după formula $\varphi = \text{arctg}\ \omega\lambda/\rho$, unde λ - inductanța; ρ - rezistența șuntului inductiv.

Important pentru personalul operativ de deservire a stațiilor este consemnarea semnalizărilor ce apar în caseta de semnalizare a releului D 400.

La funcționarea protecției, elementele care au contribuit la lichidarea defectului vor fi semnalizate prin căderea stegulețului roșu în casetele specializate de semnalizare.

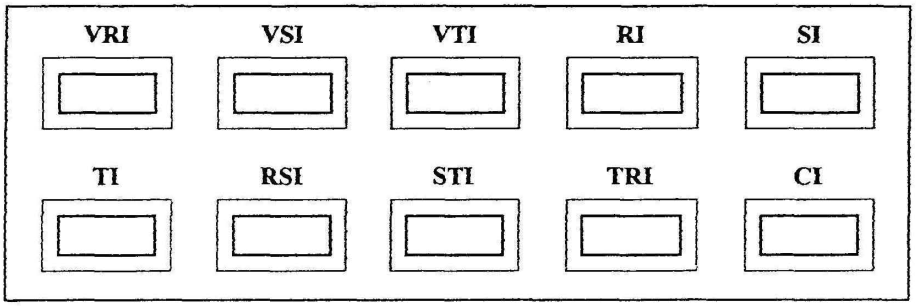


Figura 11.5.4.8 *Caseta de semnalizare – protecția de distanță D400*

- VRI - declanșare faza R;
- VSI - declanșare faza S;
- VTI - declanșare faza T;
- RI - demaraj monofazat faza R;
- SI - demaraj monofazat faza S;
- TI - demaraj monofazat faza T;
- RSI - demaraj bifazat fazele R, S;
- STI - demaraj bifazat fazele T, S;
- TRI - demaraj bifazat fazele T, R;
- CI - demaraj general.

Elementul de timp este cel descris la protecția D 114, personalul operativ trebuind să consemneze timpul de lichidare a defectului, citit pe primul disc (din stânga) al elementului de timp.

Anularea semnalizărilor la protecția D 400 se face electric, apăsând butonul din partea laterală dreaptă a releului.

Reglajul treptelor la această protecție se face tot prin potențiometrele V1, V2, V3 ca la protecția D 114.

Protecția de distanță LZ 31. Este o protecție complexă, formată din două corpuri interconectate prin legături exterioare și o casetă de semnalizare. Caracteristica de demaraj este un arc ce poate fi deplasat în cadranul I, după relațiile din figura 11.5.4.9.

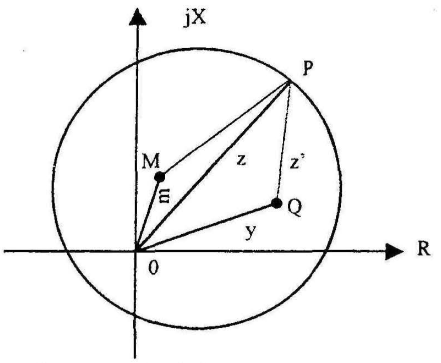


Figura 11.5.4.9 *Caracteristica de demaraj a releului LZ 31*

$$\overline{OP} = \overline{OQ} + \overline{QP}$$

$$\bar{z} = \bar{z}' + \bar{m}$$

$$\overline{OP} - \overline{OM} = \overline{MP} = const$$

$$|\bar{z} - \bar{m}| = R$$

$$\bar{z} = \frac{\bar{U}}{\bar{I}}$$

$$\left|\frac{\bar{U}}{\bar{I}} - m\right| = R$$

$$|\bar{U} - m \cdot \bar{I}| = R \cdot I$$

Protecția îndeplinește toate funcțiile necesare funcționării unei protecții de distanță, fiind una din cele mai performante protecții de distanță.

Reglajul impedanțelor de referință se face prin aranjarea ștrapurilor corespunzătoare fiecărei trepte pe ploturile unui transformator de impedanțe.

Funcționarea acestui releu este semnalizată de o casetă care afișează luminos litere și cifre a căror semnificație este următoarea:

- R - demaraj faza R;
- S - demaraj faza S;
- T - demaraj faza T;
- E - defect cu pământul;
- D - declanșare prin protecție;
- W - declanșare definitivă;
- 2 - funcționare în treapta a 2-a;
- 3 - funcționare în treapta a 3-a;
- H - declanșare prin impuls pe înaltă frecvență.

Treptele de timp se reglează pe organul de timp al releului, dar personalul operativ este suficient să consemneze semnalizările de pe casetă.

Protecția de distanță R 310. Este utilizată pentru protecția liniilor de 400 kV, formată din patru corpuri interconectate prin legături exterioare, câte unul pe fiecare fază, plus un element de execuție.

Elementul de demaraj de pe fiecare fază realizează o caracteristică poligonală, prin intersecția unor drepte, funcție de reglajul prestabilit prin potențiometrele ce se află pe partea frontală a releelor de demaraj corespunzătoare fiecărei faze în parte.

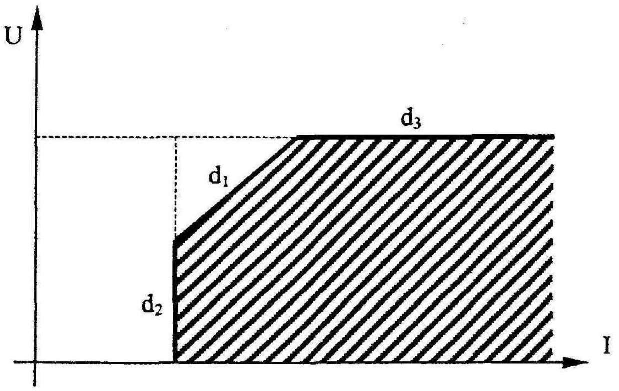


Figura 11.5.4.10

Fiecare element de demaraj pe fază are posibilitatea reglării treptelor de impedanță prin introducerea unor rezistențe, valoarea lor fiind calculată pentru fiecare treaptă în parte, aceasta făcându-se prin desfacerea ecliselor ce şuntează setul de rezistențe r_1, r_2, r_3, şi r_k, acest set fiind folosit în cazul prelungirii treptei I-a.

Fiecare element de pe cele trei faze au semnalizările:

- Qf - lucrat spate;
- CL - demaraj bifazat
- BE_2 - demaraj monofazat
- E_1 - declanşat.

În plus, de pe al patrulea element al protecției RD 310 se citeşte timpul de declanşare al protecției pe discul de sus al elementului de timp, ca şi în cazul protecției RD 110.

D.2 ***Protecția homopolară***. Este realizată ca la liniile de 220 kV , descrisă în paragraful C.2.

E. *Protecția cuplelor transversale şi longitudinale*

E.1 ***Protecția de distanță***. La fiecare din nivelele de tensiune 110, 220, 400 kV, pentru protecția cuplelor transversale sau longitudinale se folosesc una din protecțiile specifice nivelului corespunzător, cu precizarea că protecția respectivă trebuie să aibă posibilitatea de a realiza o caracteristică cu centrul în origine, pentru a putea măsura impedanța până la locul de defect în ambele direcții, lucru ce implică şi bidirecționarea elementului de direcție din cadrul protecției de distanță, respective. Semnalizările de pe cuple sunt cele afişate pe releul de distanță folosit, cu precizarea că în acest caz, treapta I-a este diferită de zero secunde, deci releele de distanță care au din construcție treapta I netemporizată, va avea un releu de timp exterior menit tocmai să temporizeze şi această treaptă.

E.2 ***Protecția homopolară***. Este o protecție cerută numai în anumite cazuri (când cupla transversală substituie un element), fiind necesară bidirecționarea ei. Se realizează cu releele prezentate la linii pe fiecare nivel de tensiune în parte.

E.3 ***Protecția maximală***. Echipează de obicei cuplele transversale sau longitudinale din stațiile de medie tensiune şi este realizată de regulă într-o singură treaptă.

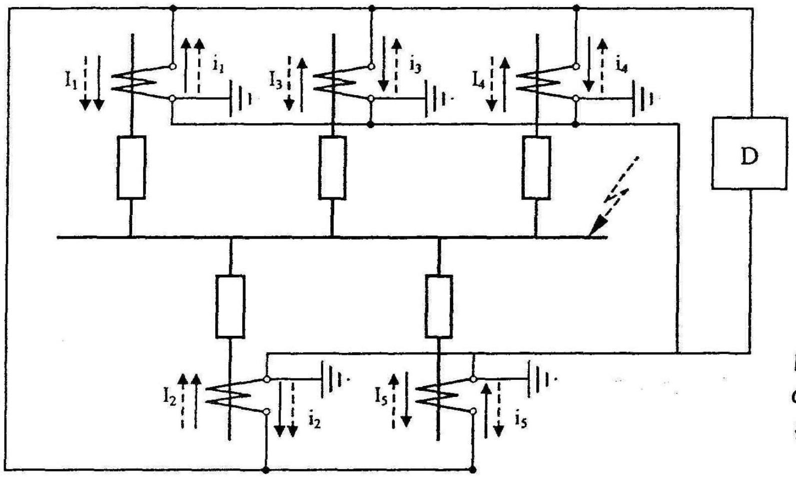
F. *Protecția cuplelor de transfer*. Este aceeaşi cu protecția descrisă la liniile pe fiecare nivel de tensiune în parte, realizată cu rele pe care se pot regla mărimile elementului preluat.

La trecerea pe bara de transfer a unei celule de transformator, autotransformator, bloc generator - linie - întrerupător, pe protecțiile cuplei de transfer, se vor regla mărimile elementului substituit, dar rămân în funcție şi protecțiile proprii ale unui astfel de element, impulsul de declanşare dându-se însă numai întrerupătorului cuplei de transfer.

Personalul operativ trebuie să consemneze, la o eventuală funcționarea a protecției, atât semnalizările de la protecția cuplei de transfer, cât şi de la protecțiile elementului substituit, a căror protecții rămân în funcție.

11.5.5 Protecția barelor colectoare

Protejarea barelor din stațiile electrice împotriva scurtcircuitelor pe bare se realizează prin protecția diferențială de bare (PDB), protecție ce urmărește ca, în regim normal, suma vectorială a curenților ce străbat elementele racordate la bară să fie egală cu 0.



$$\sum_{k=1}^{n} \bar{I}_k = 0$$

Figura 11.5.5.1 *Circulația curenților în regim normal și de defect pe un sistem simplu de bare*

Deci, în regim normal de funcționare, suma curenților secundari, legați într-un montaj diferențial este:

$$\bar{i}_D = \bar{i}_1 + \bar{i}_2 + \bar{i}_3 + \bar{i}_4 + \bar{i}_5 = 0$$

iar în regim de scurtcircuit:

$$\bar{i}_D = \bar{i}_1 + \bar{i}_2 + \bar{i}_3 + \bar{i}_4 + \bar{i}_5 \neq 0$$

Acest curent acționează releul D, care va da impulsuri de declanșare la toate elementele care au aport la scurtcircuit. Pentru realizarea unui astfel de montaj diferențial, trebuie respectate condițiile de polaritate și egalitate de raport de transformare a transformatoarelor de curent la toate elementele racordate la bare.

Chiar și în aceste condiții, apare un curent de dezechilibru I_{dez}, care, în regim normal de funcționare, poate duce la funcționarea eronată a protecției diferențiale de bare. Pentru a elimina acest impediment se pot utiliza una din metodele:

- ridicarea valorii de acționare a releului diferențial de D;
- frânarea magnetică;
- stabilizarea în curent continuu.

Deoarece cele mai utilizate protecții diferențiale de bare sunt realizate cu relee RN (Siemens) și R23 (ZPA).

Vom prezenta numai ultima metodă, cea de stabilizare în curent continuu, care, prin intermediul unor transformatoare cu saturație rapidă și a unor punți redresoare înglobate în relee, formează baretele curenților de lucru și de frânare; în acest fel, releul de execuție D va fi alimentat atât de curenții de lucru cât și de curenții de frânare (de dezechilibru), funcționarea releului urmând o caracteristică de frânare, practic comparându-se modulul sumei curenților cu suma modulelor curenților.

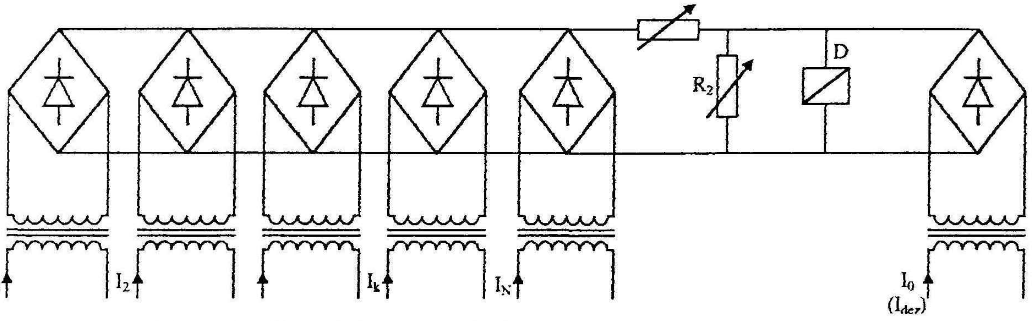


Figura 11.5.5.2. *Schema de principiu a protecției diferențiale de bare*

$$U_\Sigma \sim \sum_{1}^{n} \left|\overline{I_k}\right|$$

În regim normal de funcționare, $I_{dez} << U_\Sigma$.

*A. **Protecția diferențială de bare realizată cu relee RN 23, RN 24.*** Această protecție are nevoie de egalizarea raporturilor de transformare a reductorilor de curent ale elementelor racordate la bare, egalizare ce se realizează cu transformatoare de egalizare de tip J0,5D, având posibilitatea realizării a 44 de rapoarte de transformare.

Fiecare element racordat la bară este echipat cu câte un releu de tip RN 24, care efectuează o mixare a curenților după relația: $I_M = 2\cdot\overline{I_R} + \overline{I_S} + 3\cdot\overline{I_T}$ *sau* $I_M = 5\cdot\overline{I_R} + 3\cdot\overline{I_S} + 4\cdot\overline{I_T}$, produc curenții de lucru ce alimentează barele L_0, L_1, L_2 şi baretele de frânare F_0, F_1, F_2 (funcție de bara selectată prin releele de multiplicare a poziției separatorilor de bară).

Într-o stație cu sistem dublu de bare în panoul protecției diferențiale de bare vor exista două complete de relee RN23+ R1AH423a (acesta din urmă fiind un releu de supraveghere a circuitului de curent diferențial), câte unul pentru fiecare bară, iar printr-o schemă realizată cu relee intermediare se rezolvă problema unificării celor două protecții, în cazul unificării celor două sisteme de bare.

Releul de supraveghere a circuitului diferențial are rolul de a bloca protecția diferențială de bară în cazul apariției unui curent de dezechilibru mai mare decât cel reglat pe releu.

În cazul unui scurtcircuit pe bare, releul RN 23, alimentat din baretele de lucru şi frânare, va da impuls de declanşare la fiecare element racordat la bare şi după controlul demarajelor produce declanşarea tuturor elementelor care au aport la scurtcircuit.

În panoul protecției diferențiale de bare, funcționarea acesteia este semnalizată prin relee de semnalizare, aferente fiecărui sistem de bare în parte. De asemenea, pe acest panou se găsesc şi releele de semnalizare "blocată protecția diferențială de bare", aferente fiecărui sistem de bare în parte şi care avertizează apariția unui curent de dezechilibru mare, datorat unui deranjament în schema de selectare a barei la unul sau mai multe elemente sau la defectarea unui releu sumator RN 24.

Verificarea sistemelor de bare este semnalizată de asemenea printr-un releu de semnalizare.

Toate aceste relee de semnalizare, printr-o baretă de semnalizări preventive va avertiza personalul operativ din stație printr-un semnal optic şi acustic în PSC. Acesta este obligat să informeze organul superior de decizie.

În panoul protecției diferențiale de bare, punerea în funcție a acestei protecție se face printr-o cheie de alimentare a schemei şi dispozitive de deconectare pentru alegerea regimului de deconectare (temporizat sau netemporizat). Schema protecției diferențiale de bare se poate asocia cu instalația de DRRI, aşa că în acest panou se vor găsi şi alte relee de semnalizare, dispozitive de deconectare şi chei de comandă, asociate instalației de DRRI, despre care se va vorbi la paragraful destinat acestei automatici.

B. Protecția diferențială de bare realizată cu relee R23, spre deosebire de protecția diferențială de bare realizată cu relee RN, această protecție nu mai necesită transformatori de egalizare exteriori, această operație realizându-se în interiorul releului printr-un transformator cu prize de rapoarte fixe.

De asemeni, la această protecție schema de relee exterioare este substanțial diminuată, datorită faptului că aceste relee au în interiorul lor relee specializate pentru selectarea barei, relee pentru sesizarea demarajului protecției elementului deservit, selectarea declanşării şi, în general, realizarea schemei de comutare necesare pentru funcționarea PDB.

Fiecare element racordat la bară este echipat cu câte un releu specializat, după cum urmează:

- R 23V- pentru celulă de linie;
- R 23T - pentru celulă de transformator şi cuplă transfer;
- R 23 S_1 - pentru celulă de cuplă transversală, longitudinală;
- R 23 S_2 - pentru celulă de cuplă combinată.

Aceste relee, la fiecare element în parte, realizează o funcție de mixare a curenților trifazici după formula:

$$I_M = \overline{I_R} + 2 \cdot \overline{I_S} + 3 \cdot \overline{I_T}$$

Produc mărimile de lucru O, A, B şi mărimile de frânare $\pm A_0$, $\pm B_0$, formează bareta de 03 RI pentru unificarea protecției de pe sistemele de bare din stația respectivă şi de asemeni primesc impuls de declanşare prin baretele VA şi VB din elementul de execuție al PDB.

Organele de măsură pentru două sisteme de bare, precum şi semnalizarea defectelor în circuitele diferențiale pentru fiecare din cele două bare sunt grupate într-un singur releu complex R 23 M_1, care, asociat cu releul R 23 P poate scoate din funcție protecția la apariția dezechilibrului datorat defecțiunilor în circuite secundare.

Pentru verificarea operativă a PDB echipate cu relee R 23, se utilizează un dispozitiv suplimentar R 23 Z, care permite, prin comutarea unor eclise, înserierea aparaturii de măsură în baretele de lucru şi de frânare, precum şi alimentarea protecției de la o sursă de curent exterioară, pentru verificarea acționării ei.

Semnalizările aferente unei protecții diferențiale de bare sunt:

- "ardere siguranțe PDB", care printr-o baretă de semnalizări preventive, aprinde o casetă în PSC, urmată şi de semnal acustic;

- "declanşare prin PDB", semnalizată de releele K_A şi K_B din releul R 23 M_1, semnalizare care este asociată şi cu relee de semnalizare exterioare, a căror funcționare este semnalizată optic şi acustic, în PSC;
- "PDB defectă", semnalizată de releele H_A şi H_B, din releul R 23 M, semnalizare asociată cu relee de semnalizare exterioare a căror funcționare este semnalizată optic şi acustic în PSC;
- "PDB unificată" este o semnalizare ce apare în momentul unificării barelor prin separatori (efectuarea unei furculițe), este semnalizată de un releu de semnalizare aflat în panoul PDB, care, printr-o baretă de semnalizare preventivă, produc un semnal optic şi acustic în PSC şi protecția diferențială de bare realizată cu relee R 23, permit asocierea cu schemele de DRRI, aşa încât, în panoul PDB, vom găsi chei şi dispozitive de deconectare destinate separat pentru PDB şi separat pentru DRRI.

La fel ca şi PDB realizat cu relee RN, vor exista dispozitive de deconectare pentru alegerea regimului de funcționare PDB (temporizată sau netemporizată), de deconectare a impulsului de declanşare la fiecare element în parte şi o cheie de comandă pentru punerea sau scoaterea din funcție a PDB.

11.5.6 Automatizări folosite în stații şi posturi de transformare

11.5.6.1 Reanclanşarea automată rapidă (RAR)

Este o automatizare cu care se echipează numai celulele ce deservesc linii electrice aeriene şi are rolul de a produce reanclanşarea automată rapidă a întrerupătorului liniei declanşate prin protecție. Reanclanşarea se produce după o scurtă pauză de timp numită pauză de RAR, necesară stingerii arcului electric la locul defectului.

La liniile de M.T. şi 110 kV deservite de întrerupători tripolari, la care declanşarea prin protecții se face, de regulă, trifazat, automat şi reanclanşarea se face trifazat - RAR-T.

La linii de 220 kV şi 400 kV se folosesc regimuri de funcționare de RAR M (mono) sau RAR M+T (monofazat +trifazat), funcție de regimul de funcționare a liniei (buclat, în paralel, radial), regimuri ce se aleg din cheia de RAR aflată în panoul de protecții al liniei respective.

Liniile electrice aeriene care au în capete generatoare, după ultimele reglementări, este indicat a se funcționa cu RAR-ul anulat, existând pericolul ca în pauza de RAR să se piardă sincronismul.

În general, pentru liniile de M.T. se folosesc RAR cu dublu ciclu la liniile radiale, iar la liniile cu surse în ambele capete, care funcționează în paralel cu alte linii prin care se poate menține sincronismul, se utilizează RAR cu un singur ciclu.

Cele mai răspândite relee de RAR cu dublu ciclu sunt cele de tip RAR-2c, relee la care pauza de RAR pentru primul ciclu este de 0,3±0,5 sec, iar pauza celui de al 2-lea ciclu este de 13÷14 sec.

Semnalizarea funcționării releului este realizată de releul A din interiorul releului pentru primul ciclu, iar semnalizarea funcționării celui de al doilea ciclu este realizată de releul B - de tip releu intermediar cu steguleț. Acest tip de releu RAR are în interior şi un tambur cu came care indică numărul de impulsuri date de RAR, număr care poate fi maximum 20, înainte de ajungerea la această cifră, fiind nevoie de aducerea lui la "0", prin apăsarea butonului aflat în partea laterală stângă.

Acest tip de releu are inclus și doi contori telefonici, care memorează numărul de acționări pe ambele cicluri, separat.

Ca orice protecție, funcționarea RAR-ului este semnalizată de un releu de semnalizare montat pe panoul de protecție al liniei sau o casetă de semnalizare în panoul de comandă al liniei.

Ca releu RAR cu un singur ciclu pentru liniile de MT, cel mai utilizat este releul RAR S-2, a cărui funcționare este semnalizată de releele intermediare din interiorul lui, asociat cu un releu de semnalizare exterior care, printr-o baretă de semnalizare preventivă, produce un semnal optic și acustic în PSC.

Pentru liniile de 110 kV, se utilizează numai relee RAR cu un singur ciclu, cele mai răspândite fiind RAR-LMT, RAR-T, OZ33, OZ111.

Funcționarea lor este semnalizată de relee de semnalizare exterioare, primele două, tipuri având și semnalizări interioare și contori telefonici de memorare a numărului de funcționări.

Pentru linii de 220 - 400 kV sunt utilizate relee mai performante de tip OZ111x, R9H480, R19H480, performanța lor constând în posibilitățile multiple de interconexiune cu protecțiile, de realizare a condițiilor de RAR M și RAR M+T, etc.

Pentru liniile de 110÷400 kV, funcționarea RAR-ului este condiționată de îndeplinirea condițiilor de "lipsă tensiune pe linie", "control sincronism" luate separat sau împreună. Regimul de funcționare RAR și condițiile de RAR se realizează în panoul de protecție al liniei respective, prin comutarea cheii de RAR pe poziția RAR M sau RAR M+T și prin introducerea dispozitivelor de deconectare pe contoarele RAR "lipsă tensiune linie", "control sincronism", regim dispus de treapta de dispecer care are în subordine instalația.

Pentru buna funcționare a instalației de RAR sunt necesare îndeplinirea următoarelor condiții:

- instalația de RAR nu trebuie să anclanșeze întrerupătorul la efectuarea unei declanșări voite a întrerupătorului (comanda manuală);
- comanda de anclanșare din RAR trebuie să aibă o durată suficientă pentru a anclanșa întrerupătorul (cca. 1 sec);
- după reanclanșare pe un defect, RAR-ul, prin schema exterioară de circuite secundare, trebuie să dea declanșare trifazată;
- după efectuarea ciclului de anclanșare, releul de RAR trebuie să revină la starea inițială după un timp numit perioadă de blocaj, reglată, de regulă, la 15-20 sec;
- instalația de RAR trebuie să permită blocarea acesteia în cazul scăderii presiunii la MOP sub valoarea ce permite anclanșarea la existența impulsurilor de declanșare de la automatizări ce nu permit reconectarea întrerupătorilor (DASF, DASU, DRRI, PDB, DASP).

De menționat că la liniile de M.T. instalația de RAR poate fi integrată într-o schemă de circuite secundare, care permite accelerarea protecției înainte sau după ciclul de RAR, regim ce se alege prin introducerea unor dispozitive de deconectare aflate în panoul de protecție.

În general, la liniile de 220-400 kV, dacă protecția de distanță elimină un defect într-o treaptă superioară treptei a doua, instalația de RAR va fi blocată după aproximativ 0,3-0,4 sec, având în vedere că la acest nivel de tensiune protecția de distanță are posibilitatea prelungirii treptei întâia și deci, poate vedea în această treaptă defecte pe toată lungimea liniei.

11.5.6.2 Declanșarea de rezervă la refuz de întrerupători DRRI

Datorită faptului că, în exploatare, s-a constatat că există situații în care, deși protecția unui element a lucrat, întrerupătorul elementului respectiv nu declanșează din diverse motive, pentru a scurta timpul de alimentare a defectului, este necesar a declanșa întrerupătorii celorlalte elemente aflate pe bara respectivă, care au în capete surse.

Defectele posibile care duc la refuzul declanșării unui întrerupător pot fi de natura: arderea bobinei releului de declanșare (RID), întreruperea circuitului de declanșare, arderea bobinei de declanșare din întrerupător, defect mecanic al întrerupătorului, etc.

Pentru a preântâmpina avariile grave ce ar putea avea loc în astfel de situații, în general, stațiile de 110, 220, 400 kV sunt echipate cu instalație DRRI, stațiile de M.T. fiind echipate cu o astfel de instalație numai n cazul protecției maximale a transformatoarelor nu este destul de sensibilă pentru a elimina defecte părute în liniile de M. T.

În stațiile de 110, 220 kV, în care nu există protecția diferențială de bare, instalația DRRI este montată pe un panou de protecții separat, alimentat în curent operativ din siguranțe proprii, controlate printr-un releu intermediar și semnalizate în PSC.

În principiu, panoul de DRRI cuprinde o cheie de comandă de alegere a regimului de funcționare:

- poziția "0" - DRRI scos din funcție;
- poziția "CTV" - declanșează numai cupla transversală;
- poziția toate elementele + CTV" - declanșează toate elementele cu demaraj + cupla transversală;

unul, două sau mai multe relee de timp - funcție de numărul de bare sau de schema de DRRI adaptată (separat pentru linii, separat pentru transformatori), relee intermediare de execuție, relee de semnalizare care acționează în momentul funcționării DRRI și sunt asociate cu relee de timp aferente barei respective, dispozitive de deconectare, care pot întrerupe impulsul de declanșare la elemente.

În panourile de protecții ale elementelor racordate la bare, există câte un dispozitiv de deconectare, inscripționat "pornire DRRI", putând fi aleasă și varianta cu pornire DRRI din fiecare protecție în parte.

Dacă protecția unui element funcționează, dă impulsul de declanșare la întrerupător, dar acesta nu declanșează, acest impuls se menține și prin dispozitivul de deconectare "pornire DRRI" alimentează o bаretă de DRRI selectată de separatorul barei la care este racordat elementul, pornește releul de timp din panoul DRRI corespunzător barei respective și după un timp relativ scurt (0,2÷0,5 sec) dă impuls de acționare a releelor de execuție din panoul DRRI.

Funcție de poziția cheii de alegere a regimului de funcționare, se declanșează întrerupătorul CTV, a elementelor de pe bara respectivă, numai acelea care au protecția demarată (deci alimentează defectul).

În același timp, releele de execuție trimit la liniile echipate cu RAR, un impuls de blocare al acestuia. Funcționarea DRRI este semnalizată de un releu de semnalizare aflat în panoul propriu DRRI și prin baretele preventive produc un semnal optic și acustic în PSC.

La stațiile de 110, 220 și 400 kV echipate cu protecție diferențială de bare, instalația de DRRI este asociată cu acestea, selectarea barei, unificarea barelor, declanșarea elementelor, controlul demarajului, curentul operativ sunt comune, separate, fiind baretele de DRRI, temporizarea declanșării, releele de semnalizare, dispozitivele de deconectare și cheia de alegere a regimului de funcționare a instalației.

În stațiile de transformare importante, în cazul refuzului declanșării întrerupătorului unui transformator, autotransformator, generator, se adoptă o schemă a instalației de DRRI și protecție diferențială de bare care șuntează demarajul la toate elementele, situație în care vor fi declanșați toți întrerupătorii elementelor racordate la bara respectivă, chiar dacă nu au aport la defect.

În cazul panoului comun PDB - DRRI, fiecare protecție are semnalizările proprii, aflate în aceleași panouri, funcționarea lor semnalizată și în PSC.

11.5.6.3 Anclanșarea automată a rezervei AAR

Este o automatizare montată în stațiile și posturile de transformare, care, pe lângă sursa de bază, are și o sursă de rezervă.

De regulă, instalația AAR este montată într-un panou separat, având alimentare din siguranțe proprii controlate și semnalizate în PSC.

Principiul de funcționare al acestei automatizări este acel al controlului tensiunii pe barele de M.T. alimentate din sursa de bază și controlul tensiunii pe partea superioară a transformatorului de rezervă.

La dispoziția tensiunii pe barele de M.T., instalația de AAR, verificând în prealabil prezența tensiunii la sursa de rezervă, produce declanșarea întrerupătorului sursei de bază și comandă anclanșarea întrerupătorului sursei de rezervă.

Funcție de configurația și echiparea stației sau a postului de transformare, instalația de AAR poate fi realizată între doi transformatori, între un transformator și o cuplă sau între toate trei, regimul de funcționare fiind ales de o cheie de alegere a regimului montată în panoul AAR, cheie care are obligatoriu și o poziție de "0" prin care este scoasă din funcție instalația AAR în diferite situații.

Funcționarea instalației de AAR poate fi blocată în cazul în care sursa de bază este un transformator, a cărui protecție participă la eliminarea unui defect pe barele de M.T. sau la o plecare de pe barele de M.T., care din diverse motive nu a reușit să elimine defectul.

În această situație, protecția maximală de pe ambele înfășurări ale transformatorului blochează funcționarea AAR, operație semnalizată în panoul propriu printr-un releu de semnalizare, releu acționat și de deranjamentele din circuitele de AAR și inscripționate, de regulă, cu titulatura "AAR - deranjat".

Pe panoul AAR, se mai găsește un releu de semnalizare care acționează la funcționarea instalației AAR. Tot pe acest panou se găsesc dispozitivele de deconectare ce pot întrerupe impulsurile de anclanșare și declanșare de la surse.

Sunt situații în care lipsa tensiunii pe barele de M.T. este provocată de o instalație de descărcare a sarcinii, în acest caz este nevoie de blocarea AAR din instalația de DAS.

Releele de semnalizare din panoul de AAR are, de regulă, corespondent în panoul de semnalizări centrale, funcționarea lor declanșând un semnal optic și acustic în PSC.

11.5.6.4 Descărcarea automată a sarcinii (DAS)

Această automatică are rolul de a reduce în mod automat sarcina consumată în sistem, în situația apariției unui regim de funcționare instabil al sistemului datorat unor avarii grave în sistem, căderea unor grupuri, etc.

În ultima perioadă de timp, au rămas în funcție doar automaticile de descărcare automată a sarcinii la scăderea frecvenței. Celelalte instalații de DASu (tensiune), DASp (putere), DASc (curent) au fost anulate, consumul fiind mult mai mic decât puterea instalată în sistem.

Instalația de DASf este montată într-un panou propriu, cu alimentare în curent operativ prin siguranțe proprii, controlate și semnalizate în PSC.

Piesa importantă a unei instalații de DASf este releul de frecvență, alimentat cu tensiune alternativă de la transformatoarele de tensiune ale celulei de măsură a barei (barelor). Tensiune alternativă de la celulele de măsură sunt selectate printr-o cheie de comandă, alegerea sistemului de bare fiind determinată de schema de funcționare a stației.

Releele de frecvență sunt reglate la diferite trepte de frecvență, fiecare treaptă constituind tranșe de declanșare prin DASf.

De la fiecare treaptă, releul de frecvență acționează grupuri de relee intermediare de execuție, prin a căror contacte se dau impulsuri de declanșare la liniile prestabilite a fi declanșate prin treapta de frecvență respectivă.

De regulă, fiecare linie are în panoul de DASf o cheie de comandă cu 4 poziții: o poziție de "0" și celelalte 3 poziții corespunzătoare a trei tranșe de declanșare.

În felul acesta, liniile la care cheile sunt pe poziția "0" nu vor fi declanșate prin DASf, cele cu cheia pe poziția I vor fi declanșate în tranșa I-a, cele cu cheia pe poziția II vor fi declanșate în tranșa a II-a de frecvență, etc.

Instalațiile mai noi de DASF sunt echipate cu relee de frecvență performante, la care se urmărește și derivata frecvenței (variația în timp a frecvenței) având posibilitatea temporizării treptelor de DASF, eliminând posibilitatea acționării intempestive a acestei automatici.

Releele moderne cu afișaj numeric al treptei de frecvență la care au lucrat, celelalte având pentru fiecare treaptă câte un releu de semnalizare.

11.5.6.5 Automatizări de sistem

Pentru preîntâmpinarea pierderii stabilității în funcționare a sistemului energetic, în stațiile importante s-a prevăzut o protecție de insularizare, în prezent scoasă din funcție, deoarece se funcționează într-un regim stabil.

Pentru eliminarea unor situații critice, când este posibilă căderea unor părți de sistem, se păstrează o parte din linii în rezervă caldă, cuplarea lor făcându-se automat prin relee de tip RABD (anclanșarea automată a buclelor deschise).

Aceste automatici controlează tensiunea pe bare și pe linie la dispariția uneia din ele, după o temporizare de aproximativ 2,5 sec produce anclanșarea întrerupătorului liniei respective.

Funcționarea instalației RABD este semnalizată printr-un releu de semnalizare sau casetă de semnalizare aflată de regulă în panoul de comandă al liniei respective.

Pe lângă această casetă, este necesară prezența a încă două relee de semnalizare sau casete, una pentru a indica starea de "blocat RABD" - stare care se poate debloca printr-un buton aflat în partea laterală a releului şi o casetă care să indice "în funcție RABD".

Blocarea RABD-ului se produce în momentul căderii USOL-ului de la celulele de măsură ce alimentează instalația, sau la scăderea presiunii în MOP, în cazul când linia este deservită de un întrerupător cu dispozitiv de acționare tip MOP.

Capitolul 12

Instalații auxiliare de curent alternativ și continuu

12.1 Scheme de instalații auxiliare în curent alternativ

Pentru buna funcționare a unei instalații sau post de transformare, este necesară utilizarea unor consumatori proprii alimentați în curent alternativ, menirea lor fiind îndeplinirea acestui deziderat.

După mărimea, profilul și complexitatea stației de transformare acești consumatori pot fi clasificați funcție de elementul sau utilitatea deservită.

a) Transformatoare, autotransformatoare de putere:
   - Motoare ale pompelor de recirculare a uleiului;
   - Motoare ale ventilatoarelor de răcire;
   - Instalația de reglaj a tensiunii (comutator de platuri, rezistență de încălzire a acestuia).

b) Dispozitive de acționare ale întrerupătoarelor și separatoarelor:
   - Motoarele din MOP;
   - Motoarele din dispozitivele ASE;
   - Motoarele compresoarelor de aer;
   - Motoarele din cadrul dispozitivelor MR.

c) Agregate de redresare;

d) Iluminat:
   - în camera de comandă și casa scărilor;
   - în interiorul stației;
   - în exteriorul stației.

e) Echipamente de telecomunicații, automatizări;

f) Dispozitive de încălzire a dulapurilor cu aparate, întrerupătoare, , cabine de relee (în lipsa unei centrale termice);

g) Instalații igienico-sanitare:

  - încălzirea încăperilor de comandă și a sălii bateriei de acumulatoare, etc.
  - ventilația încăperilor.

h) Instalația de stins incendiu;

i) Ateliere;

j) Tablou de forță a centralei termice;

k) Pompe de alimentare cu apă sau de evacuare a apei pluviale;

l) Rezerve, diverse.

Alimentarea consumatorilor proprii a unei stații de transformare cu energie de curent alternativ se realizează prin intermediul panourilor de servicii proprii de curent alternativ (PSI ca), tensiunea de alimentare fiind în mod obișnuit 380/220 Vca.

Sursa de alimentare de joasă tensiune a PSI ca este asigurată în toate cazurile cu o rezervă de 100%, din barele colectoare ale stației de medie tensiune (prin TSI - trafo de servicii interne), de la alte linii electrice de M.T., sau printr-un grup electrogenerator Diesel.

După complexitatea stației, barele colectoare ale panourilor de servicii interne de curent alternativ pot fi secționate sau nesecționate.

În cazul barelor secționate este indicat a se funcționa cu cupla închisă și cu o singură sursă, a doua sursă fiind pregătită a fi cuplată prin instalația AAR pe 0,4 kV, în momentul dispariției tensiunii de la sursa de bază.

Se prezintă spre exemplificare schema PSIca dintr-o stație de transformare de 220 kV. Din schemă se observă că fiecare consumator are o dublă alimentare, având posibilitatea comutării alimentării de pe o secție de bare pe alta, selectare ce se poate face spre exemplu și în fiecare cabină, cofretul de comandă al transformatorului de putere, etc. Din lipsă de spațiu, în schemă, au fost prezentate numai câte două cabine în stațiile de 110 kV și 220 kV, subînțelegându-se că vor exista atâtea plecări câte cabine are fiecare stație, acolo unde este cazul.

De regulă, în stațiile la care protecțiile elementelor sunt plasate în cabine, în aceste cabine mai există un panou de alimentare, unde sunt separate circuitele de curent alternativ ce deservesc alimentarea dispozitivelor de acționare ale întrerupătoarelor, circuitele de alimentare a dispozitivelor ASE, circuitele de încălzire, de iluminat al cabinei și circuitele de prize.

În cofretele de comandă a instalației de răcire a unui transformator de putere sau autotransformator, după selectarea alimentării generale fiecare motor de pompă de recirculație a uleiului de ventilator are siguranțe proprii atât pentru fazele de lucru cât și pentru circuitul de comandă al bobinei contactoarelor ce le deservesc, de asemeni, schema de curent alternativ ce deservește comutatorul de ploturi are alimentarea protejată de siguranțe proprii.

O schemă mai complexă o prezintă instalația de stins incendiu la faza de putere sau autotransformatoare, aceasta având în vedere alimentarea motoarelor pompelor de alimentare cu apă, a compresorului ce trebuie să mențină o anumită presiune în hidrofor, etc.

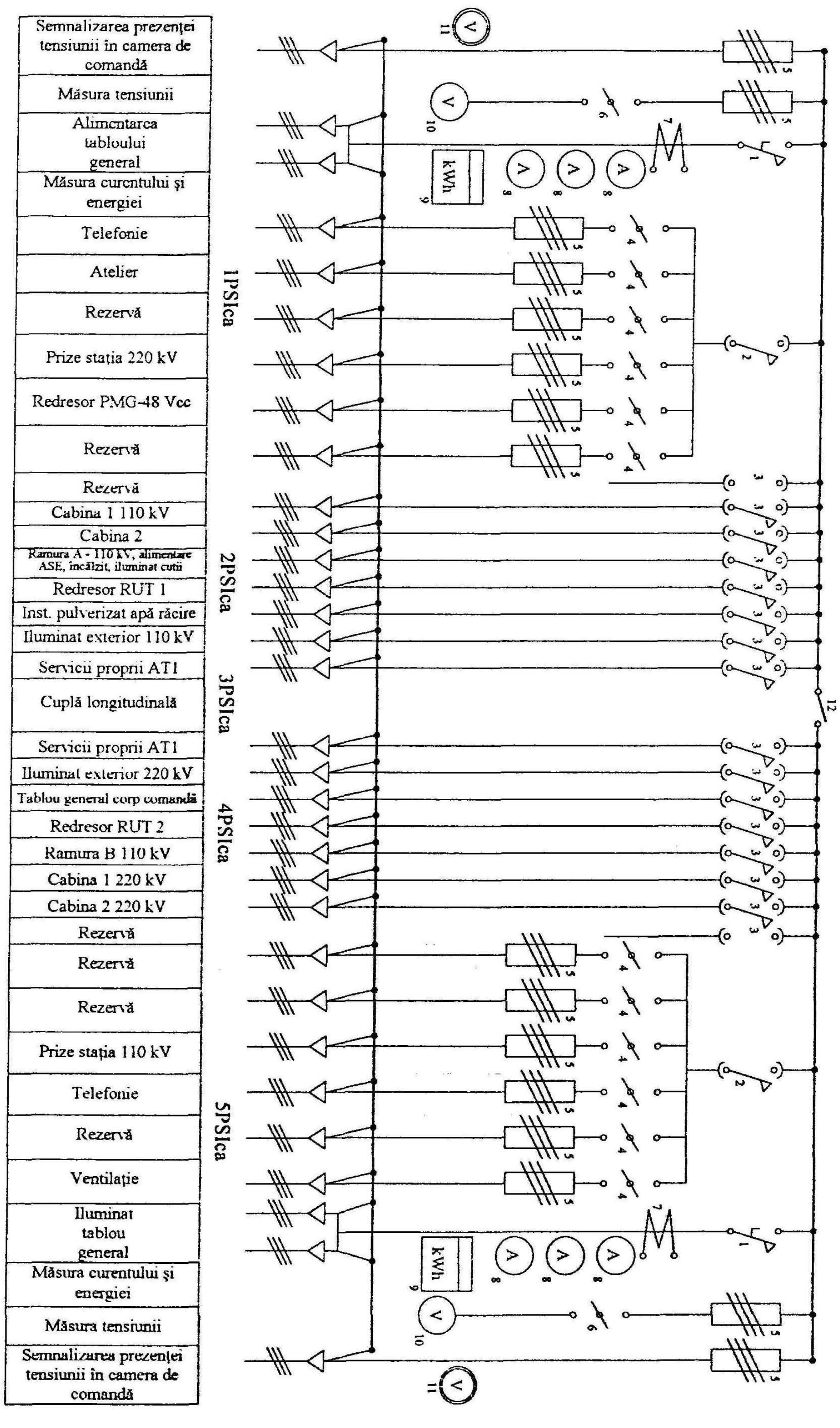

Semnalizarea prezenței tensiunii în camera de comandă
Măsura tensiunii
Alimentarea tabloului general
Măsura curentului și energiei
Telefonie
Atelier
Rezervă
Prize stația 220 kV
Redresor PMG-48 Vcc
Rezervă
Rezervă
Cabina 1 110 kV
Cabina 2
Ramura A - 110 kV, alimentare ASE, încălzit, iluminat cutii
Redresor RUT 1
Inst. pulverizat apă răcire
Iluminat exterior 110 kV
Servicii proprii AT1
Cuplă longitudinală
Servicii proprii AT1
Iluminat exterior 220 kV
Tablou general corp comandă
Redresor RUT 2
Ramura B 110 kV
Cabina 1 220 kV
Cabina 2 220 kV
Rezervă
Rezervă
Rezervă
Prize stația 110 kV
Telefonie
Rezervă
Ventilație
Iluminat tablou general
Măsura curentului și energiei
Măsura tensiunii
Semnalizarea prezenței tensiunii în camera de comandă
1PSIca
2PSIca
3PSIca
4PSIca
5PSIca
V
A
kWh
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12

Figura 12.1 Schema electrică monofilară a panourilor de servicii interne de curent alternativ (PSIca)

1 – întrerupător OTOMAX - 1000 A; 2 – întrerupător AMT - 400 A; 3 - ISOL - 100 A; 4 – întrerupătoare pachet tripolare (PACO); 5 – siguranțe unipolare cu filet; 6 – comutator voltmetric; 7 – transformator de curent; 8 – ampermetru; 9 – contor trifazic de energie activă; 10 – voltmetru; 11 – lampă prezență tensiune în PSIca; 12 – cuplă pentru secționarea barei

În staţiile de 110 kV şi cele de M.T., alimentarea în curent alternativ a dispozitivelor de acţionare se face din barete specializate: barete de armare a dispozitivului de acţionare, barete de încălzire a cutiilor de cleme, respectiv a celulelor de M.T., baretă de iluminat al cutiilor de cleme , respectiv al celulelor de M.T.

În staţiile de 110/M.T. fiecare staţie va avea baretele proprii de alimentare în curent alternativ. Aceste barete pot fi alimentate radial sau buclat din cele două secţii de bare ale PSIca.

Conform reglementărilor în vigoare, la panourile de servicii interne în curent alternativ, trebuie să fie legate electric la pământ, acele poziţii metalice care pot intra sub tensiune în mod accidental. Şi din schemă se observă că toate plecările trebuie să fie prin cablu, cu manta metalică, legată la priza de pământ a staţiei.

În schema prezentată la acest capitol, nu au fost figurate sursele, dar trebuie să amintim că, la staţiile de 220 kV - 400 kV, este obligatorie prezenţa grupului sau a grupurilor electrogeneratoare, acestea având rolul de a asigura alimentarea serviciilor proprii de curent alternativ în cazul dispariţiei tensiunii de la celelalte două surse.

Alimentarea baretelor PSIca de la grupul electrogenerator se face TOT printr-un întrerupător de tip OTOMAX, comanda lui putându-se face automat la dispoziţia tensiunii de pe baretele din PSIca şi după comanda pornirii grupului electrogen.

12.2 Exploatarea şi întreţinerea instalaţiilor în curent alternativ

Întreţinerea zilnică a panourilor de servicii proprii de curent alternativ se va executa pe baza atribuţiilor interne de serviciu şi constă în ştergerea de praf a părţilor exterioare a panourilor, verificarea vizuală a bunei funcţionări a aparatelor şi a instrumentelor de măsură şi control din PSIca. Aceste operaţii au un caracter preventiv, personalul operativ urmărind ca toţi consumatorii să fie alimentaţi în permanenţă. Pentru aceasta, la preluarea schimbului, personalul trebuie să verifice funcţionarea iluminatului din staţia exterioară şi interioară, funcţionarea prizelor, să controleze funcţionarea transformatoarelor pentru iluminatul cu tensiuni de 12 sau 24 V din subsoluri, poduri de cable, să verifice vizual legăturile de le întrerupătoare, comutatoare, siguranţe, prize, etc.

Tot în atribuţiile personalului operativ intră şi operaţia de verificare a inscripţionării din dreptul fiecărui circuit, verificarea dimensionării siguranţelor fuzibile, iar în cazul în care acestea sunt arse, să le înlocuiască imediat, să verifice conectarea şi deconectarea corectă a 1 SOL-urilor, sau întrerupătoarelor pachet (PACO) să verifice strângerea conductoarelor în cazul observării unei astfel de deficienţe, fiind obligat să noteze deficienţa şi să anunţe persoanele abilitate pentru a le remedia.

Panourile de servicii interne de curent alternativ vor fi revizuite tehnic o dată pe an şi constă în constatarea stării generale de uzură a panourilor, ştergerea de praf a întregii instalaţii, verificarea legăturilor şi conexiunilor, inclusiv a legăturilor la pământ, înlocuirea becurilor de semnalizare şi a siguranţelor fuzibile arse, efectuarea diferitelor acţionări, reinscripţionarea notaţiilor deteriorate.

În cazul în care se constată o stare de uzură avansată a tuturor elementelor din PSIca, se poate executa reparaţii curente (cu o periodicitate de 10 ani) care constă în înlocuirea elementelor uzate cu altele noi.

În cadrul reviziilor tehnice sau după reparații curente este obligatorie măsurarea rezistenței de izolație care nu trebuie să fie mai mică de 2MΩ.

12.3 Instalații auxiliare de curent continuu

Alimentarea în curent continuu a consumatorilor proprii dintr-o stație de transformare se realizează prin intermediul panourilor de servicii interne de curent continuu, echipate cu aparate de conectare și măsurare precum și cu circuitele secundare aferente.

Funcție de mărimea, profilul și complexitatea stației de transformare consumatorii proprii de energie electrică de curent continuu pot fi clasificați astfel:

- panourile (cabinele) de comandă, de protecție și semnalizare;
- echipamente de telecomunicații (semnalizări, automatizări);
- dispozitive de acționare ale aparatajelor;
- iluminatul de siguranță;
- relee de pâlpâire;
- diverse alimentări, rezerve.

În general, acești consumatori alimentați în curentul continuu nu suportă întreruperi de tensiune, din acest motiv sursa principală de alimentare va fi o baterie de acumulatori staționară și două redresoare de încărcare racordate fiecare la câte o stație de bare.

În cadrul serviciilor proprii de curent continuu din stațiile electrice de transformare se folosesc, de regulă, următoarele tensiuni: 24, 48, 110 și 220 Vcc. Alte tensiuni (cum ar fi 60 Vcc) se folosesc în cazuri speciale, când deservește un echipament din import cu această tensiune de lucru.

De regulă, în stațiile de transformare de înaltă tensiune se folosește tensiunea operativă de 220 Vcc. Barele colectoare ale panourilor de servicii interne de curent continuu (PSIcc) în funcție de mărimea și importanța stației electrice de transformare pot fi secționate sau nesecționate, având racordate pe ambele secții:

- bateria de acumulatoare;
- redresoarele;
- alimentările în curent continuu ale panourilor (cabinelor) de comandă, protecție și semnalizare;
- alimentarea dispozitivelor de acționare;
- instalația de măsură și semnalizare a tensiunii minime și maxime de pe bară și a rezistenței de izolație;
- relee de lumină pâlpâitoare;
- diverși alți consumatori importanți.

Circuitele de alimentare a panourilor PSIcc care leagă bateria de acumulatoare sau redresoarele, sunt prevăzute cu siguranțe flexibile sau automate de protecție, cu funcționare foarte sigură. Distribuția în curent continuu pentru alimentarea consumatorilor se poate face prin:

- alimentare radială;
- alimentare dublă (pentru consumatori foarte importanți);
- alimentare în buclă (funcționând în regim normal cu bucla deschisă).

Consumatorii sunt racordați la bare prin întrerupătoare de tip ISOL, pentru a permite recuplarea rapidă sau întrerupătoare pachet (PACO).

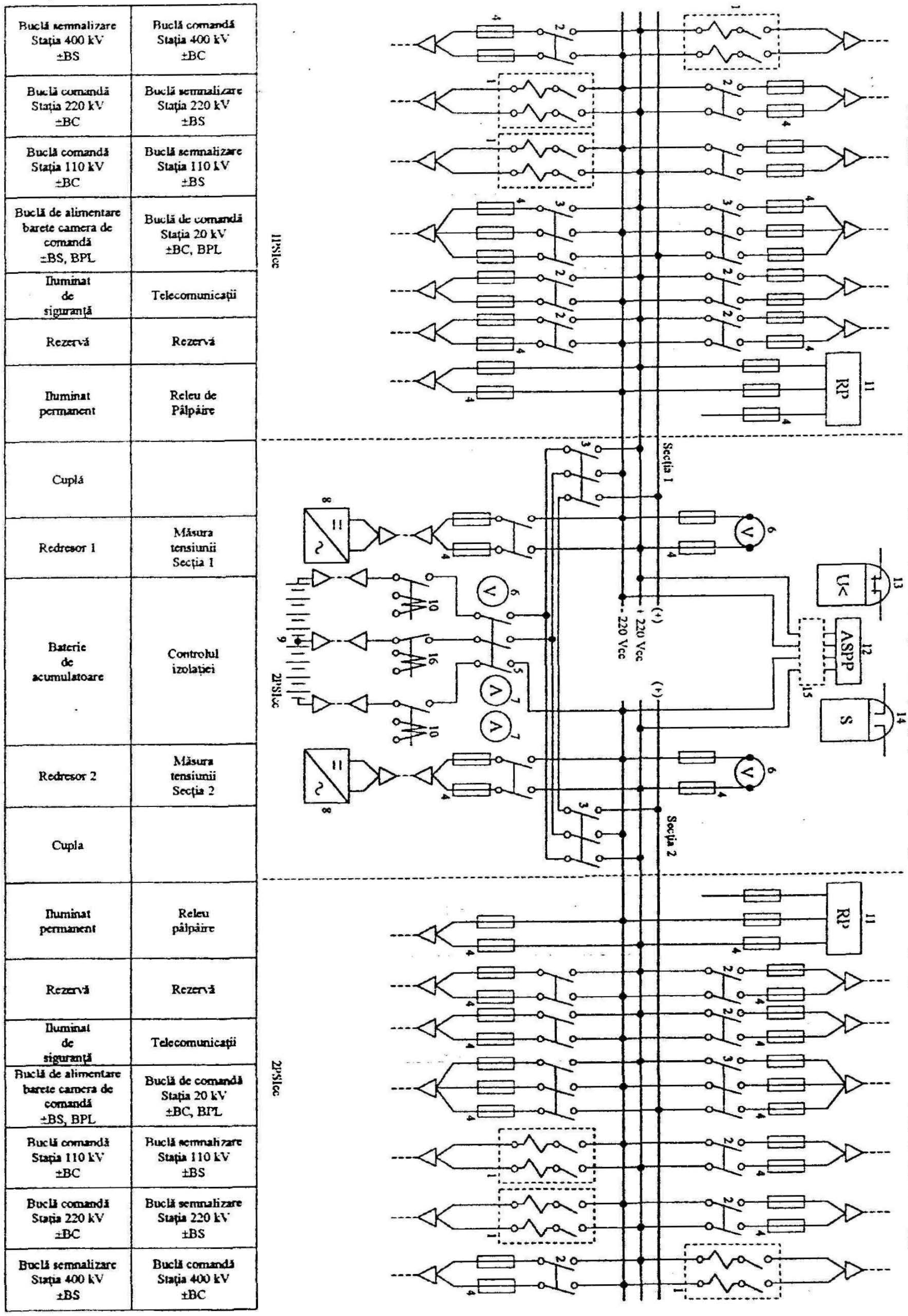

Buclă semnalizare Stația 400 kV ±BS
Buclă comandă Stația 400 kV ±BC
Buclă comandă Stația 220 kV ±BC
Buclă semnalizare Stația 220 kV ±BS
Buclă comandă Stația 110 kV ±BC
Buclă semnalizare Stația 110 kV ±BS
Buclă de alimentare barete camera de comandă ±BS, BPL
Buclă de comandă Stația 20 kV ±BC, BPL
Iluminat de siguranță
Telecomunicații
Rezervă
Rezervă
Iluminat permanent
Releu de Pâlpâire
Cuplă
Redresor 1
Măsura tensiunii Secția 1
Baterie de acumulatoare
Controlul izolației
Redresor 2
Măsura tensiunii Secția 2
Cupla
Iluminat permanent
Releu pâlpâire
Rezervă
Rezervă
Iluminat de siguranță
Telecomunicații
Buclă de alimentare barete camera de comandă ±BS, BPL
Buclă de comandă Stația 20 kV ±BC, BPL
Buclă comandă Stația 110 kV ±BC
Buclă semnalizare Stația 110 kV ±BS
Buclă comandă Stația 220 kV ±BC
Buclă semnalizare Stația 220 kV ±BS
Buclă semnalizare Stația 400 kV ±BS
Buclă comandă Stația 400 kV ±BC
1ISIcc
2ISIcc
Secția 1
Secția 2
- 220 Vcc
+ 220 Vcc
(+)
(-)
RP
U<
ASPP
S
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16

Figura 12.3 *Schema monofilară a panourilor de servicii interne de curent continuu - 220 Vcc într-o stație de 220 - 400 kV*

1 - întrerupătoare automate; 2 - întrerupător pachet bipolar; 3 - întrerupător pachet tripolar; 4 - siguranțe fuzibile; 5 - întrerupător tripolar cu pârghie; 6 - voltmetru; 7 - ampermetru; 8 - redresoare (RUT); 9 - baterie de acumulatori; 10 - ruptor monopolar; 11 - relee de pâlpâire; 12 - aparat sesizare puneri la pământ; 13 - releu semnalizare tensiune minimă; 14 - releu intermediar; 15 - comutator; 16 - contactor monopolar

Protecția tuturor circuitelor se realizează prin siguranțe sau protecția întrerupătoarelor automate, arderea siguranțelor sau declanșarea întrerupătoarelor automate ce alimentează consumatorii importanți sunt semnalizate.

Fiecare secție de bare este prevăzută cu aparate de semnalizare a punerilor la pământ și de măsurare a rezistenței de izolație.

Spre exemplificare, se redă mai jos schema monofilară a panourilor de servicii interne de curent continuu 220 V dintr-o stație de 220-400 kV (figura 12.3).

În stațiile de 220-400 kV mai apar drept consumatori din baretele panourilor de servicii interne, curent continuu și invertoarele necesare alimentării instalației de transmitere date la Dispecerul Energetic Teritorial.

Nu este obligatoriu a se forma bucle specializate pentru fiecare stație. De regulă, stațiile de 220-400 kV au protecțiile elementelor grupate în cabine de protecții, așa încât în PSIcc vor apare plecări la fiecare cabină, care la rândul ei are un panou de alimentare, unde, prin siguranțe, se formează baretele de comandă și semnalizare.

În stațiile de 110/M.T., în conformitate cu ultimele reglementări, alimentarea n curent continuu a protecțiilor transformatoarelor trebuie să se facă direct din bateria de acumulatori. În acest sens, s-au montat dulapuri specializate de distribuție (DRPTC) unde sunt montate siguranțele de comandă în curent continuu pe ambele nivele de tensiune a transformatorului (sau pe cele trei nivele).

O stație deservită de o baterie de acumulatoare de 220 Vcc poate avea și o baterie de 24 sau 48 Vcc, aceasta fiind utilizată pentru utilități auxiliare cum ar fi: telefonie, teletransmisii de date, stație de radio, etc. și aceste baterii vor funcționa în tampon cu un redresor cu nivelul de tensiune egal cu cel al bateriei. Baretele cu tensiune redusă de 24 sau 48 V sunt supravegheate ca valori minime și maxime de tensiune.

12.4 Exploatarea și întreținerea instalațiilor de curent continuu

Deoarece bateria de acumulatori este tratată într-un capitol separat, nu vom vorbi la acest capitol despre întreținerea bateriei ci numai de exploatarea și întreținerea panourilor de servicii interne și a circuitelor secundare de curent continuu.

Întreținerea zilnică a panourilor de servicii interne curent continuu se va executa pe baza atribuțiilor interne de serviciu ale fiecărei întreprinderi de rețele. Zilnic se va șterge de praf ansamblul exterior al panourilor de servicii interne de curent continuu, cu cârpe uscare.

Se va verifica zilnic, vizual, buna funcționare a aparatelor și instrumentelor de măsură și de control. La aparatele sau instrumentele la care sunt observații se vor face notările cuvenite în registrul operativ și se va anunța compartimentul PRAM. Se urmărește în primul rând, ca tensiunea pe baretele panoului să fie între limitele prescrise, curentul de încărcare din redresor să nu depășească valoarea prescrisă, iar în cazul RUT-urilor, acestea să lucreze în parametri normali, de altfel, orice abatere de la acest regim va fi semnalizată de acestea.

Becurile de semnalizare, precum și siguranțele fuzibile arse, se vor înlocui cu altele de același tip cu cele originale. Se va verifica zilnic starea de izolație prin comutarea ASPP pe polul "+" și "-", iar după verificare, comutatorul se va lăsa pe poziția S (semnal), pentru a fi pregătit să semnalizeze o eventuală punere la pământ în curent continuu.

Verificarea și întreținerea panourilor de servicii interne de curent continuu au un caracter preventiv în vederea prevenirii uzurilor premature a avariilor și defecțiunilor în aceste instalații. Reviziile tehnice se execută anual și constau în verificarea și controlul general al panourilor, eliminarea unor defecțiuni, ștergerea de praf în întregime a instalației, verificarea legăturilor și conexiunilor, înlocuirea becurilor și siguranțelor arse, efectuarea de probe, acționări și încercări, reinscripționarea etichetelor dacă este cazul.

În cazul în care se observă un grad înalt de uzură a echipamentelor din cadrul panourilor de servicii interne de curent continuu, se trece la reparații curente sau capitale, în cadrul cărora se vor înlocui echipamentele cu grad ridicat de uzură și toată instalația se aduce la parametrii inițiali de funcționarea.

12.5 Modul de remediere a defecțiunilor în funcționarea instalațiilor auxiliare de curent alternativ și continuu

A. Eliminarea defecțiunilor în circuitele de curent alternativ de către personalul de deservire

Nr. crt	Denumirea deficienței	Modul de lichidare
1.	Arderea unei siguranțe în circuitul de alimentare a unei bucle de curent alternativ	Se depistează locul în care s-a produs scurtcircuitul prin control vizual, sau desfacerea buclei până la găsirea locului de defect. Se înlocuiește siguranța arsă.
2.	Arderea siguranței datorită unui scurtcircuit în dulie	Se înlocuiește dulia în care s-a produs scurtcircuit; se înlocuiește siguranța.
3.	Declanșarea unui întrerupător automat în PSIca	Se verifică vizual circuitul din aval de întrerupător, se separă circuitul cu defect, se recuplează întrerupătorul.
4.	Stingerea unei lămpi din stația exterioară sau interioară	Se verifică lampa și siguranța din cutia de ramificație, se înlocuiesc dacă sunt arse.
5.	Blocarea unui întrerupător sau contactor	Se separă circuitul din care este alimentat elementul respectiv, se demontează, se realimentează ceilalți consumatori, se repară elementul defect, se întrerupe alimentarea, se montează elementul defect, se realimentează toți consumatorii de pe plecarea comună.
6.	Defectarea unui ventilator sau a pompei de recirculație a uleiului din cadrul unei baterii de răcire la transformator de putere sau autotransformator.	Se scoate din funcție contactorul ce deservește ventilatorul sau pompa respectivă prin scoaterea siguranței de comandă a contactorului ce deservește elementul defect. Se anunță personalul de întreținere pentru a remedia defecțiunea.
7.	Declanșarea unui întrerupător automat ce alimentează o pompă MOP	Se verifică reglajul releului termic, să nu fie la minim, se încearcă cuplarea, dacă refuză să cupleze se anunță personalul de întreținere pentru remediere.

B. Eliminarea defecţiunilor în circuitele de curent continuu de către personalul de deservire.

Nr. crt.	Denumirea defecţiunii	Modul de lichidare
1.	La apariţia în PSC sau caseta de semnalizare din panoul de comandă propriu a unui element "întrerupt circuit comandă şi semnalizare"	Se verifică integritatea siguranţelor de comandă şi semnalizare la elementul respectiv, iar, în cazul semnalizării centralizate pe staţie, se deconectează DD (dispozitivul de deconectare) "semnalizări", la fiecare element în parte. La elementul la care, prin scoaterea acestui DD, dispare semnalizarea din PSC, se verifică integritatea siguranţelor. Dacă acestea sunt bune, se verifică starea funcţională a releului de supraveghere a circuitelor de comandă şi semnalizare. Dacă nu este acţionat (are bobina arsă) se înlocuieşte cu altul.
2.	Apariţia semnalului "Declanşat USOL celulă Măsură, de la celula proprie de măsură a elementului sau de la măsura de pe bare.	Se verifică vizual, în general releele RT$_3$S şi RT$_4$S(cu diode), dacă este vorba de celula proprie, se scot blocurile de încercare de tensiune la fiecare element în parte succesiv, pentru a depista celula cu defect. Se anunţă treapta superioară de decizie.
3.	După efectuarea manevrelor de repunere în funcţie a unei celule, întrerupătorul refuză să anclanşeze	După verificarea condiţiilor de anclanşare din dispozitivele de acţionare, controlul vizual al legăturilor din cheia de sincronism se verifică ca CSA-urile de la toate ASE-urile aferente elementului respectiv să fie în poziţie corespunzătoare cu poziţia separatorului deservit
4.	După efectuarea manevrei de trecere a elementelor de pe o bară pe alta, apare semnalul "blocată declanşare CTV"	Chiar dacă fiecare element are un singur separator închis în partea primară, se verifică CSA-urile de la separatorul de bare deschis (ambele trebuie să fie în poziţia corespunzătoare-deschis).
5.	Apariţia semnalului "punere la pământ în curent continuu" în PSC	Se verifică în PSIcc prin ASPP rezistenţa de izolaţia pe fiecare pol, dacă aceasta este "0" se anunţă echipele PRAM pentru depistarea punerii la pământ.
6.	Apariţia semnalului "PDB-unită"	Chiar dacă în primar nu există nici o furculiţă prin separatori, este posibilă ca CSA-urile unui ASE, al cărui separator este deschis să fi rămas în poziţie corespunzătoare poziţiei închis a separatorului. Se aduce ASE în concordanţă cu separatorul.
7.	Apariţia semnalului "lipsă tensiune la protecţia de distanţă"	Se verifică siguranţa de prezenţă a tensiunii pe linie, în cazul când aceasta este luată de la un singur transformator de tensiune pe linie, se verifică dacă releele de selectare a tensiunii prin poziţia separatorilor de bare sunt atrase (unul din ele). Dacă nu este atras cel corespunzător separatorului de bară închis, se verifică dacă ambele CSA-uri din ASE sunt comutate, sau în cazul AME-5 dacă CSA-ul face contact corespunzător.
8.	Apariţia semnalului "RVT-defect"	Se scoate din funcţie RVT-ul aflat până atunci în funcţie RUT-ul de rezervă. Se anunţă personalul de specialitate pentru remedierea deficienţei.

Capitolul 13

Exploatarea instalațiilor de aer comprimat

În instalațiile electrice este folosit, pe scară largă, aerul comprimat la acționarea separatoarelor și întrerupătoarelor. O condiție de bază pe care trebuie să o îndeplinească aerul comprimat este de a fi uscat, pentru a nu se permite condensarea vaporilor cu apă, atât în conductele de distribuție, cât și în piesele de rupere a arcului electric. Picăturile de apă produc corodări ale conductelor și antrenări de produse metalice corodate în mecanismele de acționare și în camerele de stingere, care vor duce la defecte în funcționarea aparatelor de comutare.

De asemenea, s-ar produce umezirea părților izolante ale întrerupătoarele, producându-se descărcări superficiale.

Instalațiile de aer comprimat trebuie controlate, întreținute și reparate în cele mai bune condiții.

Personalul de exploatare va verifica zilnic funcționarea compresoarelor, funcționarea instalațiilor de automatizare. Se vor controla supapele de siguranță, iar lunar se verifică dacă își mențin parametrii de funcționare.

Se vor urmări indicațiile monometrelor și se va menține presiunea în limitele instalației. Zilnic se vor purja recipienții compresoarelor și ai colectoarelor de condens. La două zile se purjează recipienții montați în stațiile de distribuție. Se verifică zilnic oalele de condens, etanșeitatea și buna lor funcționare.

În timpul iernii se va asigura o încălzire la o temperatură convenabilă care să nu permită solidificarea volvolinei din compresor și nici înghețarea apei la ventilele de purjare.

Se va acorda o atenție deosebită controlului recipienților care vor fi scoși imediat din funcțiune, când se constată deformări la pereți, crăpături sau fisuri, scurgeri la locurile de prindere sau alte defecte la armăturile de control și siguranță.

Revizia instalațiilor de aer comprimat se va face parțial sau în ansamblu, după apariția unor defecte. În fiecare an, recipienții se vor scoate din funcțiune, se vor curăța și spăla și se vor vopsi cu minium de plumb. Se va controla cu această ocazie starea recipientului și se va executa încercarea de presiune la rece. Anual, compresoarele se vor revizui, executându-se lucrările necesare pentru remedierea defectelor constatate în exploatare.

Uleiul din compresor se va schimba în funcţie de numărul de ore de funcţionare. Trimestrial se va verifica etanşeitatea instalaţiei de aer comprimat şi se va etanşa unde se observă pierderi, cu această ocazie se vor schimba garniturile defecte şi se vor înlătura ventilele defecte sau se vor repara.

Revizia instalaţiilor de aer comprimat de la celule şi a dispozitivelor de acţionare se va face o dată cu revizia întrerupătorului respectiv.

Capitolul 14

Exploatarea bateriilor de acumulatoare şi a ventilaţiei

14.1 Baterii de acumulatoare

Bateriile de acumulatoare sunt surse de curent continuu, acestea trebuie să fie exploatate şi întreţinute cu cea mai mare atenţie.

La încărcarea bateriei de acumulatoare, pe plăcile acesteia se formează cristale foarte mici şi regulat distribuite de sulfat de plumb $PbSO_4$, care la încărcare se transformă în bioxid de plumb şi plumb spongios.

În cazul exploatării neraţionale a bateriei, în locul cristalelor mici se formează cristale mari greu solubile. Cristalele astupă porii din plăci, împiedică accesul electrolitului şi măresc rezistenţa bateriei. Acest fenomen conduce la sulfatarea anormală şi degradarea bateriei. Sulfatarea bateriei se datorează în principal următoarelor cauze:

- ţinerea bateriei neîncărcate un timp îndelungat;
- descărcări sistematice mari;
- încărcările incomplete;
- încărcările dese cu curent prea mare.

În exploatarea instalaţiilor electrice, funcţionarea cea mai indicată a bateriilor se recomandă să se facă în regim de încărcare continuă, faţă de regimul de încărcare-descărcare; încărcarea continuă are marele avantaj că înlătură sulfatarea anormală, deoarece bateria se găseşte tot timpul în stare încărcată şi se încarcă cu un curent mic. În regim normal, bateria trebuie să aibă la fiecare element conectat o tensiune de 2,15 V, iar variaţiile tensiunii sunt admisibile în limitele ±2%.

Descărcarea de antrenament contribuie la menţinerea capacităţii în limitele normale. Descărcarea bateriei se face până la 50% din capacitatea ei. Reîncărcarea de reglaj serveşte pentru completa înlăturare, din masa activă a particulelor de sulfat. Reîncărcarea se realizează astfel: bateria se deconectează şi se lasă în repaus 1-2 ore, după care se pune iar la încărcat timp de 1 oră, cu curent de 0,5-0,75, deci curentul normal de încărcare.

Această operație se repetă de 2-3 ori până când, imediat după conectarea pentru încărcare se va produce o emanare puternică de gaze la amândoi electrozii.

După descărcarea de avarie, încărcarea trebuie să se facă cu un curent care să nu depășească valoarea maximă indicată de uzina furnizoare. Curentul de încărcare este menținut până când tensiunea atinge 2,6-2,7 V pe element, ceea ce corespunde apariției fenomenului de formare a gazelor.

După aceea curentul se reduce la jumătate, încărcarea continuă până când tensiunea atinge din nou 2,6-2,7 V, după care valoarea curentului se reduce din nou la jumătate și se menține la această valoare până când densitatea acidului va rămâne constantă timp de 1 oră.

Tensiunea va atinge punctul cel mai înalt și va rămâne constantă. Toate elementele fierb puternic. Culoarea plăcilor pozitive va deveni cafeniu închis, a celor negative-cafeniu deschis. Variația tensiunii curentului și a densității electrolitului sunt redate in figura 14.1 și figura 14.2.

Figura 14.1 *Variația curentului și tensiunii la încărcarea unei baterii de acumulatori*

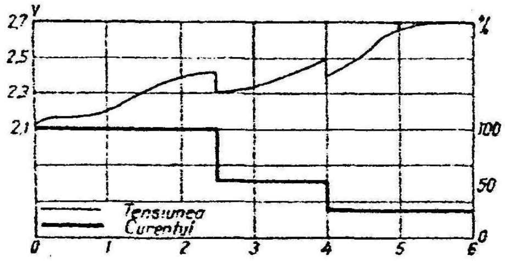
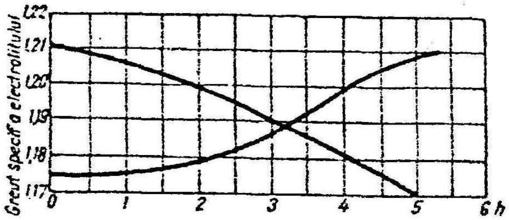


Figura 14.2 *Variația densității electrolitului*



La descărcare trebuie să se respecte următoarele reguli:

- descărcarea să nu se facă cu un curent mai puternic decât cel indicat în fișa bateriei;
- să nu se admită o tensiune de descărcare mai mică de 1,8 V pe element;
- să nu se solicite bateria de descărcare cu o capacitate mai mare decât cea garantată.

Operația de încărcare-descărcare se va face cu curenți prescriși de uzina furnizoare a bateriei. Temperatura electrolitului la sfârșitul încărcării va fi sub 40 °C. în timpul exploatării, bateriile de acumulatoare vor fi controlate zilnic. În timpul controalelor se vor verifica starea bateriei în general, integritatea vaselor, nivelul electrolitului, starea plăcilor, nivelul depunerilor, starea legăturilor la borne, cum și sondaj la 1/10 din numărul elementelor, densitatea, temperatura electrolitului și tensiunea pe element.

Se va verifica starea instalației de ventilație, a instalației de încălzire.

Nivelul electrolitului în elemente trebuie să fie cu 1-2 cm deasupra marginii superioare a plăcilor. Elementele trebuie umplute înainte de încărcarea bateriei. Este interzisă umplerea cu electrolit în timpul încărcării bateriei, precum şi turnarea de acid concentrat în elemente; se adaugă numai apă distilată.

Grupurile de încărcare ale bateriei de acumulatoare trebuie supravegheate de acumulatoare trebuie supravegheate prin controale la aceleaşi perioade ca şi restul instalaţiilor.

Înainte de fiecare încărcare, cum şi în timpul încărcării se va face un control minuţios, urmărindu-se funcţionarea în condiţii normale a grupului de încărcare, tensiune, curent, încălzire, ventilaţie.

Se va verifica funcţionarea releului de intrare de curent. În timpul încărcării bateriei, ventilaţia trebuie să funcţioneze şi se vor lua măsuri contra introducerii focului în încăperea bateriei. Repararea bateriilor de acumulatoare se execută periodic de către personal calificat.

14.2 Instalaţii de ventilaţie

Instalaţia de ventilaţie se montează în staţiile de transformare pentru evacuarea gazelor rezultate din procesul de încărcare, descărcare a bateriilor de acumulatoare şi introducerea aerului proaspăt în atmosferă.

În aceste condiţii se impune riguros ventilarea camerei acumulatoarelor, camerei tampon, depozitului de electrolit şi apă distilată. Ventilaţia camerelor de acumulatoare şi a încăperilor anexe are două scopuri:

- diminuarea concentraţiei de hidrogen în aer pentru înlăturarea pericolului de explozie, amestecul de hidrogen şi aer este exploziv dacă conţine între 3,8-75% hidrogen;
- diluarea şi evacuarea degajării de electrolit în aer, având în vedere nocivitatea acestor substanţe pentru personalul de exploatare şi întreţinere, precum şi pentru reducerea gradului de operativitate asupra materialelor.

Ventilaţia camerelor de acumulatoare şi a încăperilor anexe este naturală sau forţată. În cazul ventilaţiei naturale, aerul este introdus prin deschideri practicate în perete, imediat lângă pardosea, evacuarea făcându-se prin deschideri practicate la partea superioară a peretelui.

Instalaţia de ventilaţie forţată se compune din următoarele părţi principale:

- grupul motor - ventilator;
- tubulatura de absorbţie şi refulare;
- panoul de comandă - protecţie.

Exploatarea instalaţiei de ventilaţie constă în următoarele:

- urmărirea ca apărătorile de protecţie să fie montate la locul lor, să fie în stare bună;
- urmărirea funcţionării corecte a grupurilor ventilatoare sesizând zgomote anormale, cu care ocazie se verifică atingere cu mâna dacă lagărele motorului electric sau ale ventilatorului nu sunt supraîncălzite;
- să se verifice dacă ambele grupuri (cel de introducere a aerului proaspăt şi cel de evacuare a gazelor toxice) sunt în funcţiune simultan;

- să se verifice prin atingere cu mâna dacă carcasa motorului electric nu este prea caldă (maxim +60 ^{0}C la +35 ^{0}C în mediul ambiant);
- în timpul iernii se va verifica dacă se asigură încălzirea aerului proaspăt;
- se verifică dacă absorbția gazelor toxice se face atât la nivelul tavanului cât şi la cel al pardoselii;
- urmărirea etanşeității tubulaturii;
- reglajul clapetelor de pe tubulatură să asigure absorbția gazelor în egală măsură la nivelul pardoselii cât şi la nivelul solului.

Capitolul 15

Exploatarea instalațiilor de alimentare cu apă

În cazul stațiilor electrice se prevede instalație fixă cu apă pulverizată la transformatoarele cu putere unitară peste 40 MVA instalate în clădiri supraterane şi la transformatoare şi autotransformatoare cu tensiunea nominală de 400 kV şi puteri nominale de 200 MVA sau mai mari.

În exploatare există instalații fixe cu apă pulverizată pentru stingerea incendiilor şi la autotransformatoarele de 220/110 kV, 200 MVA. Apa utilizată la aceste instalații trebuie să fie decantată, filtrată, neutră şi cu o conductivitate mai mică de 1550 µS.

În timpul exploatării se vor verifica următoarele:

- funcționarea corectă a pompei de apă;
- presiunea la rezervorul apă-aer;
- verificarea manometrelor prin suflare pentru depistarea eventualelor obturări;
- se va scoate permanent apa din inelele de pulverizare rezultate din eventualele scăpări ale electroventilelor, îndeosebi iarna;
- funcționarea vanelor manuale prin 2-3 manevre manuale de închidere şi deschidere;
- urmărirea funcționării indicatorului de nivel de la rezervorul de apă-aer;
- se va verifica conductivitatea apei;
- verificarea ventilelor de reținere şi robinetelor;
- corecta închidere a vanelor şi robinetelor pentru a evita rămânerea apei pe conducte, îndeosebi iarna.

Capitolul 16

Prevenirea şi stingerea incendiilor

Obligaţiile personalului de exploatare

Şefii de tură de exploatare au următoarele obligaţii şi răspunderi principale în activitatea de prevenire şi stingere a incendiilor.

Înaintea începerii activităţii verifică:

- existenţa şi starea normală a instalaţiilor, echipamentelor, mijloacelor şi materialelor de prevenire şi stingere a incendiilor, de avertizare şi alarmare din zona de activitate;
- starea tehnică a instalaţiilor, echipamentelor, utilajelor, a celorlalte bunuri aflate în zona sa de activitate sub aspectul îndeplinirii cerinţelor normelor tehnice, normelor de prevenire şi stingere a incendiilor, existenţa unor situaţii anormale sau defecţiuni care pot genera incendii, acţionând operativ conform atribuţiilor şi competenţei pentru rezolvarea şi remedierea acestora;
- existenţa instrucţiunilor interne, a celorlalte reglementări, sarcini şi norme privind activitatea de prevenire şi stingere a incendiilor specifice zonei de activitate;
- soluţionarea problemelor de prevenire şi stingere a incendiilor apărute în zona sa de activitate în schimbul anterior, acţionând în limita atribuţiilor şi competenţei, pentru rezolvarea operativă a acestora;
- şefii de tură de exploatare controlează modul în care personalul echipelor sau formaţiilor de lucru ce execută lucrări în zona sa de activitate respectă normele şi măsurile de prevenire şi stingere a incendiilor, în toate situaţiile ia măsuri pentru înlăturarea imediată a cauzelor care pot genera incendii, a altor abateri sau nereguli, informând, după caz, conducătorii ierarhici; asigură respectarea normelor şi îndeplinirea întocmai a măsurilor şi sarcinilor stabilite pentru prevenirea şi stingerea incendiilor;
- asigură, de asemenea, controlul direct, atât pe timpul execuţiei lucrărilor cu foc deschis sau cele cu pericol de incendiu şi explozii, cât şi la terminarea sau întreruperea lucrului în astfel de situaţii, luând măsuri immediate în cazul constatării oricăror abateri sau nereguli; interzic în zonele sau locurile de muncă pe care le au în exploatare, folosirea focului

deschis, a fumatului sau executarea oricăror operații și lucrări periculoase, dacă nu se respectă întocmai prevederile normelor, măsurilor sau reglementărilor de prevenire și stingere a incendiilor;

- asigură menținerea permanentă în stare de utilizare a căilor de evacuare și de acces în caz de incendiu și interzic folosirea în alte scopuri a mijloacelor de protecție împotriva incendiilor;
- verifică la terminarea programului de lucru dacă s-au luat toate măsurile de prevenire și stingere a incendiilor specifice locului de muncă;
- asigură, potrivit organizării activității pe locul de muncă, anunțarea incendiilor, alarmarea personalului și conducerea operațiilor de lucru și de stingere, precum și evacuarea persoanelor și bunurilor;
- realizează măsurile și execută sarcinile ce le sunt stabilite pentru prevenirea și stingerea la locurile de muncă pe care le conduc;
- asigură la locurile de muncă pe care le conduc respectarea regulilor de ordine interioară și disciplină a muncii și interzic intrarea la lucru a persoanelor inapte să-și îndeplinească corespunzător sarcinile de serviciu;
- la predarea - primirea schimbului se va verifica pe fiecare instalație dotarea cu mijloace P.S.I., conform PE - 009/81; în caz că lipsesc, se va aduce la cunoștința conducătorului de activitate.

Capitolul **17**

Exploatarea aparatajelor performante

17.1 Exploatarea întrerupătorului cu SF_6 tip H14P40 (sau H14P31,5) acționat cu dispozitiv MOP - 2A

17.1.1 Generalități

Întrerupătoarele tip H14P40 sunt aparate de concepție modernă care utilizează hexaflorura de sulf pentru izolarea și stingerea arcului.

Ruperea arcului este asigurată pe principiul autosuflajului care determină o construcție simplă și funcțională.

Acționarea este hidraulică, adecvată pentru reanclanșarea automată rapidă tripolară.

Întrerupătoarele se caracterizează prin:

- fiabilitate ridicată;
- durate mici de arc;
- funcționare silențioasă;
- putere de rupere ridicată;
- gabarit redus;
- costuri minime de instalare și întreținere.

Întrerupătoarele nu au piese mobile expuse la intemperii, ceea ce face să fie insensibile la condițiile ambiante în domeniul de temperatură garantat (- 30 °C ÷ + 50 °C).

Fiecare pol este echipat cu propriul său dispozitiv hidraulic de acționare (piston diferențial).

Comanda este tripolară.

17.1.1.1 Date tehnice:

- tensiunea nominală - 145 kV;
- frecvența nominală - 50 Hz;
- curentul nominal - 3150 A;
- curentul nominal de scurtcircuit (simetric):
    - 40 KA (cazul întrerupătoarelor echipate în paralel cu camera de stingere cu condensatoare);
    - 31,5 KA (fără condensatoare).
- curentul de închidere - 2,5 I_{SC} (KA_{max});
- durata scurtcircuitului - 3 secunde;
- secvența nominală de manevră:
    - D-0,3 sec: —ID-3 min. - ID

      sau

      —ID-15 sec. - ID

17.1.1.2 Durata de acționare:

- durata de închidere - 90 ms;
- durata de deschidere - 35 ms;
- durata de rupere - 55 ms;
- durata de pauză - 300 ms.

17.1.1.3 *Mediu de stingere*: hexaflorura de sulf - SF_6

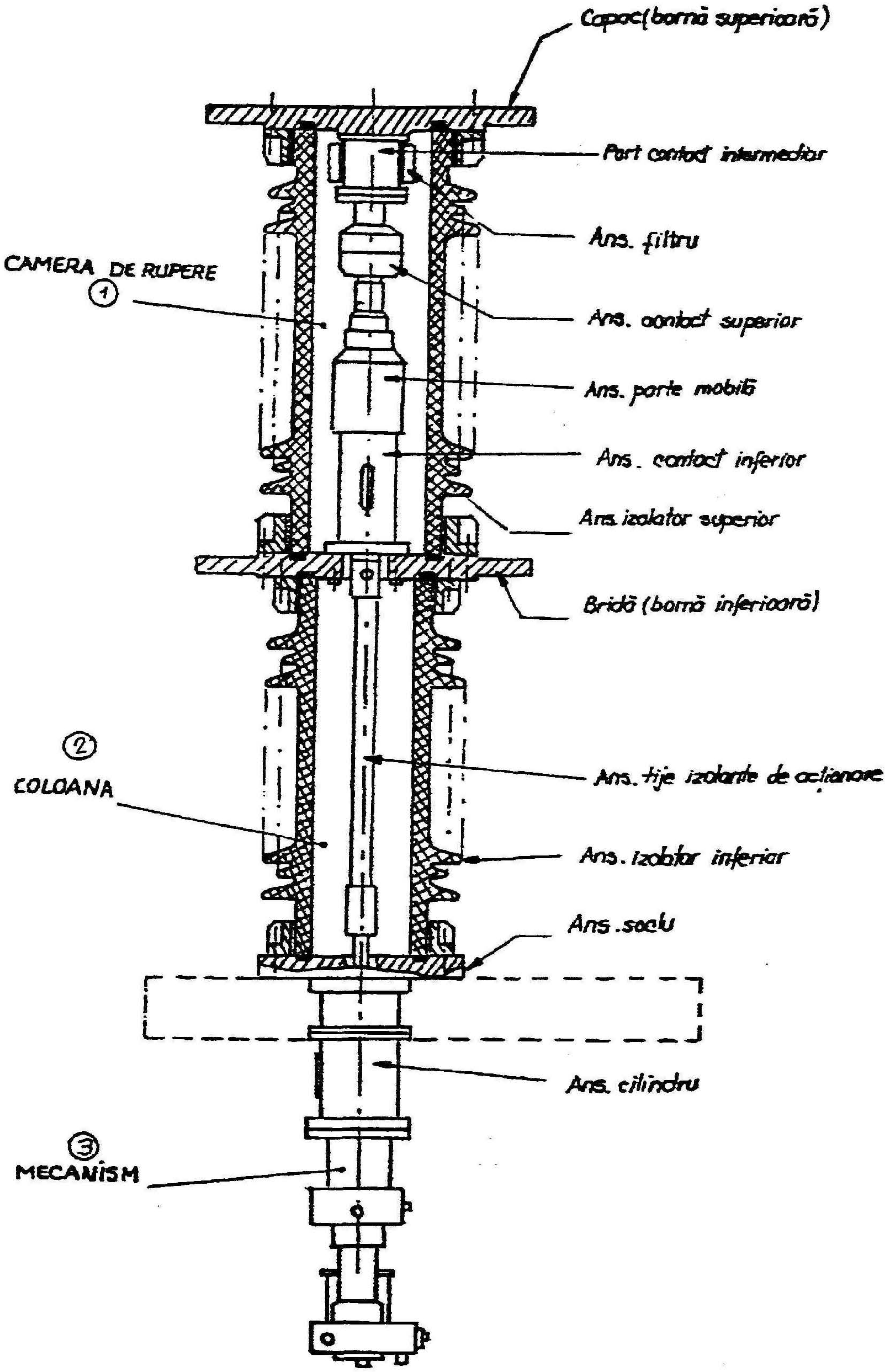
- cantitatea pe întrerupător - 14 kg;
- volum pe întrerupător (la 6,5 bari*) - 320 dm^3;
- presiunea nominală la 20 ^{0}C: 6,5 ± 0,1 bari* (poziția acului indicator pe presostat este în zona verde: 4,7 ÷ 7 bari);
- control presiune SF_6:
    - semnal pierderi SF_6 stadiu 1 la 20 $^0C = 5{,}7^{+0{,}1}$ bari* (poziția acului indicator pe presostat este în **zona galbenă**: 4,5 ± 4,7 bari);
    - blocaj general sau deschiderea automată la 20 $^0C = 5{,}5^{+0{,}1}$ bari* (poziția acului indicator pe presostat este în **zona roșie**, mai puțin de 4,5 bari).

* presiunea absolută

(presiunea absolută = presiunea relativă + presiunea atmosferică)

17.1.2 Construcție

Figura 17.1.1


Capac(bornă superioară)
Port contact intermediar
Ans. filtru
CAMERA DE RUPERE
①
Ans. contact superior
Ans. parte mobilă
Ans. contact inferior
Ans. izolator superior
Bridă (bornă inferioară)
②
COLOANA
Ans. tije izolante de acționare
Ans. izolator inferior
Ans. soclu
Ans. cilindru
③
MECANISM

Întrerupătoarele tip H14P40 sunt formate din trei poli identici şi un mecanism de acționare hidraulic MOP 2A.

Polii sunt de tip monocoloană.

Fixarea polilor se face pe un suport metalic comun, iar a MOP-ului pe un suport metalic fixat pe o fundație de beton.

La baza polilor se cuplează presostatele compensate cu temperatura, care controlează presiunea SF_6 din întrerupător.

Polii se cuplează cu mecanismul hidraulic MOP prin intermediul conductelor de înaltă presiune.

Fiecare pol este constituit din (figura 17.1.1):

1 cameră rupere (rep. 1);

- 1 coloană suport (rep. 2) care include şi tija izolantă de acționare;
- 1 piston (mecanism) hidraulic de închidere - deschidere (rep. 3).

17.1.2.1 *Camera de rupere*

Se compune din (figura 17.1.1 şi figura 17.1.2):

- capac (borna superioară);
- ansamblul izolator superior;
- portcontact intermediar;
- ansamblul filtru;
- ansamblul contact fix superior;
- ansamblul parte mobilă;
- ansamblul contact fix inferior.

1. Ansamblul contact fix superior include contactele principale fixe (reperul 1.18) şi contactul de arc (reperul 1.51). Pe portcontactul intermediar sunt montate şi filtrele (reperul 1.13) pentru absorbirea elementelor de descompunere a SF_6 şi a umidității.
2. Ansamblul parte mobilă include contactul principal mobil (reperul 1.40 şi 1.48), contactul de arc mobil (reperul 1.47), duza de suflaj (reperul 1.19), cilindrul de compresie (reperul 1.44) şi tija de oțel (reperul 1.31).
3. Ansamblul contact fix include contactele principale fixe (reperul 1.27), supapa (reperul 1.45), suportul supapei (reperul 1.26) şi discul filtrant (reperul 1.29).
4. Cuplarea pistonului hidraulic (reperul 3, din figura 17.1.1) cu ansamblul contact mobil se efectuează prin intermediul unei tije izolate de acționare (reperul 2.61 din figura 17.1.2).

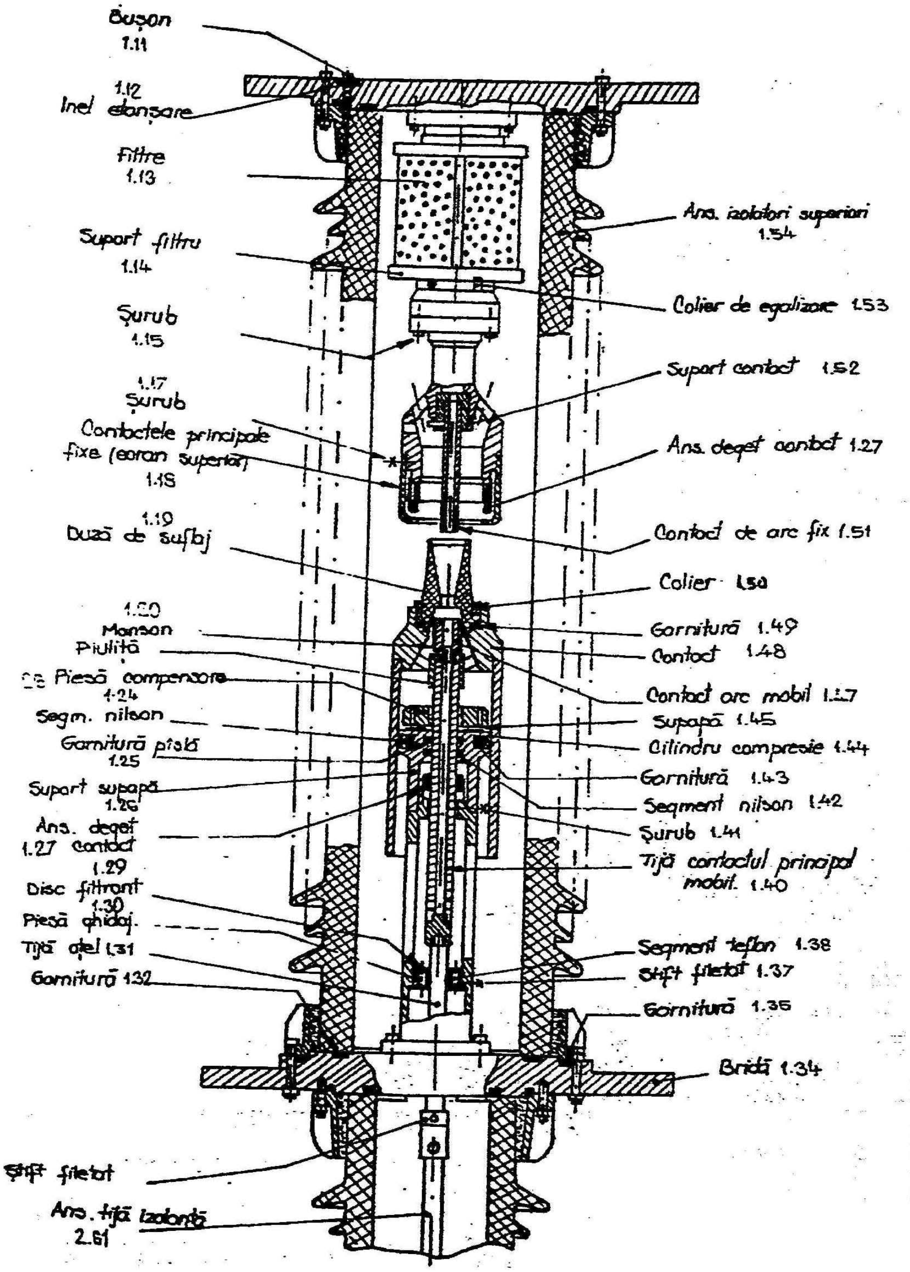

Bușon 1.11
1.12 Inel etanșare
Filtre 1.13
Suport filtru 1.14
Șurub 1.15
1.17 Șurub
Contactele principale fixe (ecran superior) 1.18
1.19 Duză de suflaj
1.20 Manșon
Piuliță
Piesă compensare 1.24
Segm. nilson
Garnitură pîslă 1.25
Suport supapă 1.26
Ans. deget contact 1.27
1.29
Disc filtrant 1.30
Piesă ghidaj.
Tijă oțel 1.31
Garnitură 1.32
Știft filetat
Ans. tijă izolantă 2.61
Ans. izolatori superiori 1.54
Colier de egalizare 1.53
Suport contact 1.52
Ans. deget contact 1.27
Contact de arc fix 1.51
Colier 1.50
Garnitură 1.49
Contact 1.48
Contact arc mobil 1.47
Supapă 1.45
Cilindru compresie 1.44
Garnitură 1.43
Segment nilson 1.42
Șurub 1.41
Tijă contactul principal mobil. 1.40
Segment teflon 1.38
Știft filetat 1.37
Garnitură 1.35
Bridă 1.34

Figura 17.1.2

17.1.3 Funcționarea

17.1.3.1 *Funcționarea camerei de rupere* (figura 17.1.3).

1. În poziția deschis (3.a) circuitul este stabilit prin contactele principale de regim permanent, iar întregul volum al întrerupătorului este supus la aceeași presiune a gazului SF_6.
2. În momentul în care mecanismul MOP este acționat, forța activă este transmisă la pistonul hidraulic și prin intermediul tijei izolante la contactul mobil. Compresia începe odată cu operația de deschidere (3.b). Contactele principale se separă și curentul este comutat pe contactele de arc. Gazele sunt comprimate între cilindrul mobil și contactul fix inferior.
3. După separarea contactelor de arc, arcul se stabilește între acestea și interiorul duzei. SF_6 sub presiune asigură un suflaj puternic, antrenând piciorul arcului în interiorul contactelor de arc (suflaj dublu axial). (3.c)
4. În continuare, prin deplasarea cilindrului mobil se asigură creșterea presiunii de suflaj în interiorul duzei și la trecerea curentului prin zero, arcul este stins. În poziția deschis (3.d) suflajul încetează, iar presiunea de serviciu nominală a SF_6 asigură rigiditatea dielectrică dintre contacte.
5. La închidere, cilindrul mobil se deplasează în sus. Prin deschiderea supapei se elimină riscul de depresurizare a cilindrului în ciclul RAR (3.e).

17.1.3.2 *Controlul automat al presiunii. Controlul presiunii SF_6*

Presiunea gazului din polii întrerupătorului este controlată permanent și automat de către presostatul cu cadran tip WIKA compensat cu temperatura (a nu se confunda cu presostatul "Pr" din dispozitivul MOP - 2A).

- presostatul este fixat pe dispozitivul de acționare MOP;
- cuplarea presostatului cu baza polilor este realizată prin intermediul unor conducte (țevi) și supape;
- protecția țevilor dintre polii întrerupătorului este realizată prin intermediul unor traverse din profil U;
- rigidizarea țevilor este realizată prin intermediul unor bride;
- presostatul este cu cadran și ac indicator, care indică valoarea densității gazului SF_6 (presiunea relativă), nefiind nevoie de corecția indicației cu temperatura mediului ambiant.

Presostatul compensat controlează automat densitatea gazului SF_6. Măsurarea directă a densității gazului este dificilă și de aceea este necesară cunoașterea cu precizie a presiunii gazului și a temperaturii.

Măsurarea presiunii se face cu manometru de tip industrial.

Manometrul poate fi de presiune absolută sau relativă.

Presiunea absolută = presiune relativă + presiune atmosferică

Presiunea relativă depinde de presiunea atmosferică în momentul măsurării.

Deoarece manometrul de presiune absolută nu este folosit curent și este mai delicat și de construcție mai specială se utilizează foarte des manometrul de presiune relativă.

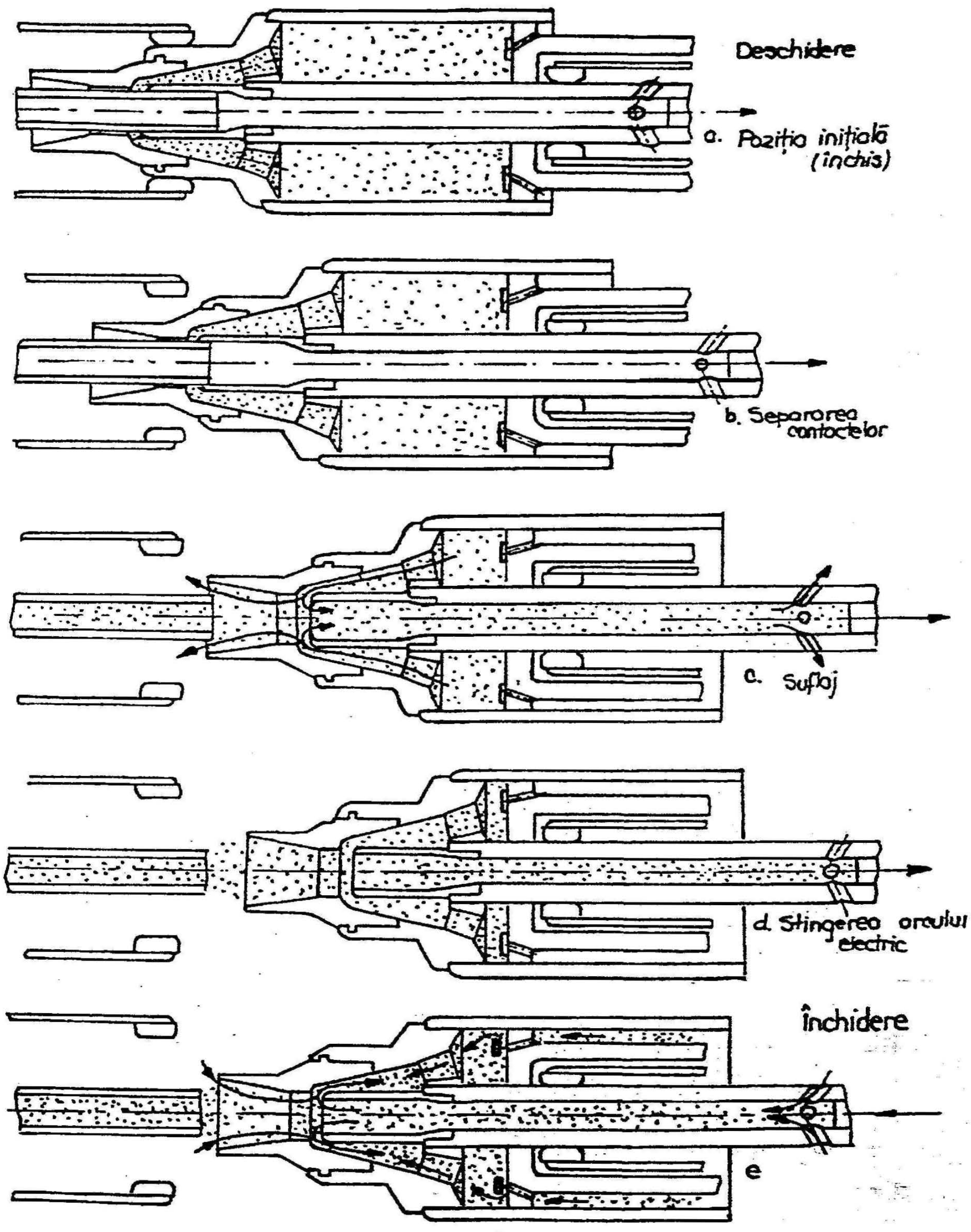

Deschidere
a. Poziția inițială (închis)
b. Separarea contactelor
c. Suflaj
d. Stingerea arcului electric
Închidere
e

Figura 17.1.3

Presiunile măsurate cu acest manometru trebuie corectate cu temperatura şi cu presiunea atmosferică.

Unități de presiune utilizate practic:

- 1 bar = 10^5 Pa (Pascali);
- presiunea atmosferică normală este: 1 atm = 1,013 bari = 760 mm coloană de mercur sau torri.
- 1 kg/cm^2 = 0,981 bari.

Valorile de funcționare sunt:

- treapta 1 - semnal pierderi SF_6 la 20 $^0C = 5,7^{+0,1}$ bari* (4,7 bari - la intrarea în zona galbenă a acului indicator);
- treapta 2 - blocaj general sau deschiderea automată la 20 $^0C = 5,5^{+0,1}$ bari* (4,5 bari - la atingerea zonei roșii a acului indicator).

Dacă presiunea scade, intră automat în acțiune semnalizarea de "joasă presiune" - sună la PSC gongul și se aprinde în P.C. al celulei respective caseta "presiune scăzută SF_6 tr.I".

Dacă presiunea scade mult, încât se apropie de valoarea la care poate fi afectată calitatea de stingere a arcului, intră în acțiune "blocajul general" sau se declanșează automat întrerupătorul în funcție de schema aleasă de către dispecer. În acest caz sună la P.C. și hupa se aprinde la P.C. al celulei respective caseta "Presiune scăzută SF_6 tr.II".

Alegerea regimului "blochează declanșarea" sau "comanda declanșarea" în autoritatea de decizie a dispecerului energetic teritorial sau de întreprindere (data și prin schema normală) se face cu ajutorul DD-ului notat "W" în fig. 5, respectiv "Regim MOP" în teren, montat pe ușa dulapului de protecție al celulei respective (în stația Fălticeni), iar în stațiile Ițcani și Cătămărăști în incinta dispozitivului MOP- pe partea frontală.

- DD-ul în poziție - comanda declanșarea la joasă presiune;
- DD-ul scos - blochează întrerupătorul în poziția închis.

17.1.4 Mecanismul de acționare MOP-2A

17.1.4.1 *Generalități* (figura 17.1.4).

Mecanismul MOP 2A asigură acționarea trifazică a întrerupătorului. Este un mecanism cu presiune înaltă permanentă pe conducta de deschidere. Acumularea energiei se face sub formă de azot comprimat în compartimentul de gaz al acumulatorului (AC).

Acumulatorul este constituit dintr-un cilindru etanș și un piston care separă două fluide: azot și ulei. Uleiul aflat sub piston comunică pe de o parte cu pompa de înaltă presiune și pe de altă parte cu organele de manevră. Acest acumulator este menținut sub presiune cu ajutorul unui grup motopompă controlat printr-un microcontact (Cp - fig.5) acționat de coada tijei pistonului.

Energia obținută prin detenta rapidă dar parțială a azotului este transmisă hidraulic la dispozitivele (pistoanele) celor trei poli ai întrerupătorului, traversând un ansamblu de valve și țevărie. Uleiul sub presiune admis pe fața de închidere a pistonului conduce la închiderea întrerupătorului. Depresurizarea conductei de închidere conduce la deschiderea întrerupătorului.

Ansamblul este montat într-o cabină metalică. Acest mecanism este apt de a manevra întrerupătoare exploatate conform tehnicii de reanclanșare automată rapidă, cilindreea acumulatorului fiind dimensionată pentru un număr de manevre corespunzător.

Avantajele mecanismului

Acționarea hidraulică asigură o viteză mare de deschidere a întrerupătorului și rezerva de energie.

Rezerva de azot din acumulator permite lucrul la o presiune practic constantă. Controlul permanent al comprimării azotului, deci a energiei disponibile, este asigurat de presostat (rep. Pr din fig.4). mecanismul nu necesită compresor auxiliar, compresarea azotului este asigurată printr-o manevră particulară a pompei acumulatorului. Circuitul hidraulic este simplu. Organele hidraulice sunt uşor accesibile.

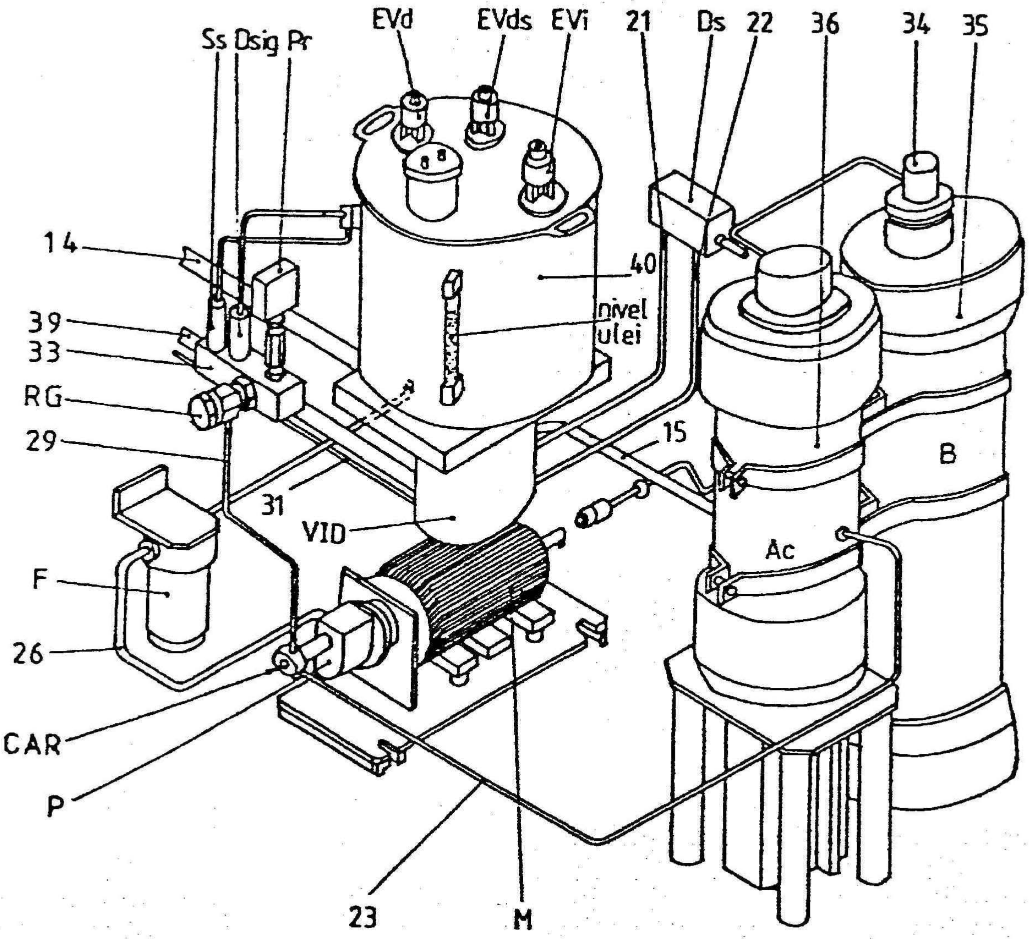


Figura 17.1.4

17.1.4.2 *Descriere*

a) **Echipament hidraulic** (figura 17.1.4).

- un ansamblu de compresie conţinând: rezervorul de ulei, filtrul (F), pompa (P) cu motorul sau (M), o clapetă antiretur (CAR), o supapă de siguranţă (Ss) şi un dispozitiv de securitate (D sig);
- un dispozitiv de acumulare a energiei compus din acumulator (Ac), butelie (B), precum şi un presostat (Pr-fig.4) care asigură blocajul închiderii în cazul în care presiunea azotului scade sub valoarea permisă;
- un ansamblu bloc valve constituit din:

  - valva pilot închidere (VPI);
  - valva pilot deschidere (VPD);
  - valva intermediară (V int);
  - valva racord (VR);
  - valva principală închidere-deschidere (VID);
- dispozitiv de semnalizare (DS), indicator optic de poziție;
- contor de manevre.

b) **Echipament electric** (figura 17.1.5).

Echipamentul electric cuprinde:

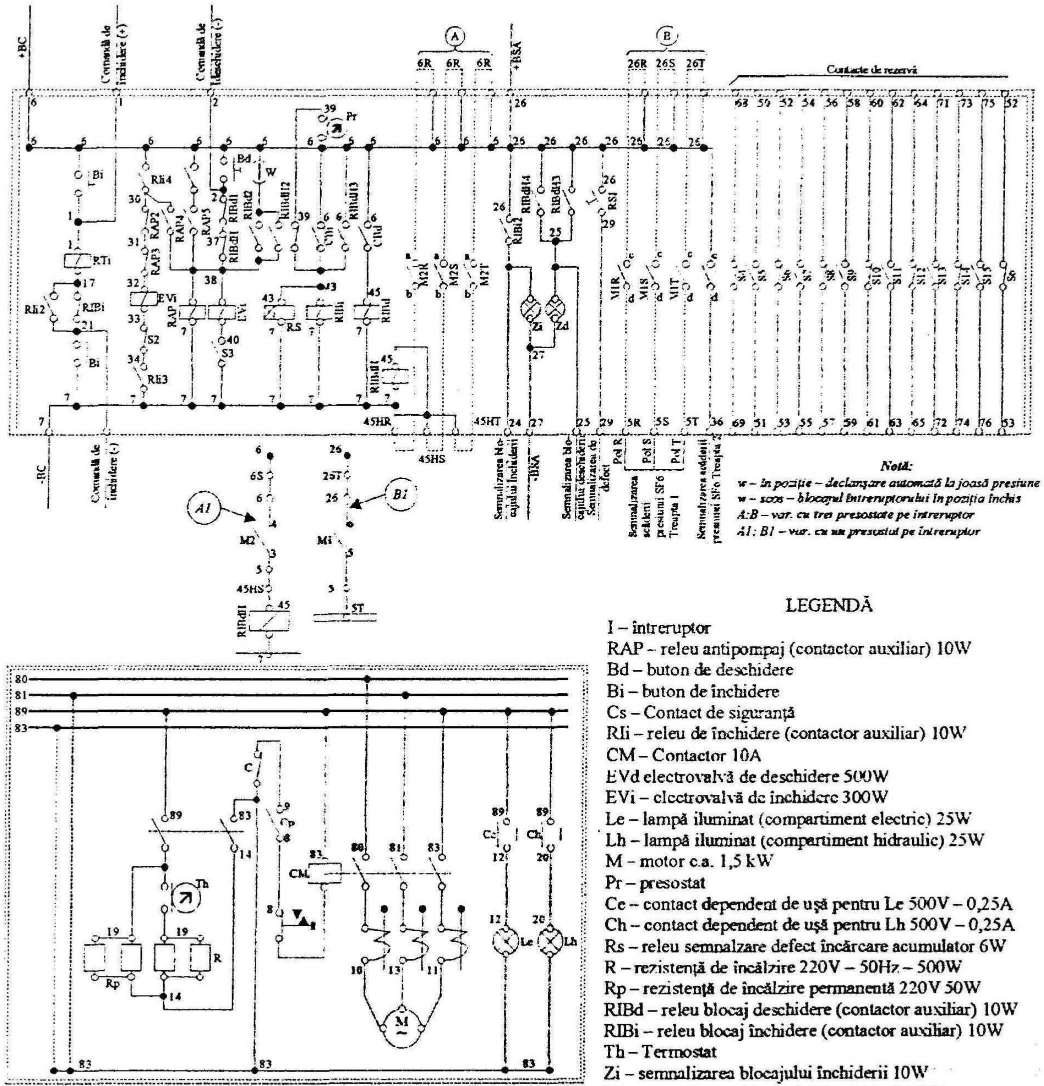
- un electromagnet de închidere (E Vi);
- un electromagnet de deschidere (E Vd);
- un releu de semnalizare (Rs);
- un buton de închidere (Bi) şi unul de deschidere (Bd);
- un contactor auxiliar de blocaj închidere (RIBi) care interzice închiderea întrerupătorului în cazul scăderii presiunii sau insuficienței volumului de ulei de înaltă presiune;
- un releu de blocaj de deschidere (RIBd) care asigură în cazul unei a doua situații de insuficiență a volumului de ulei de înaltă presiune:
  - deschiderea automată dacă (puntea) DD-ul "W" (regim MOP) este montat;
  - blocajul întrerupătorului în poziția închis dacă (clema) DD-ul "W" (regim MOP) este scos.

Alegerea regimului "blochează declanşarea" sau "comanda declanşarea" în autoritatea de decizie a dispecerului energetic teritorial sau de întreprindere (data şi prin schema normală) se face cu ajutorul DD-ului notat "W" în fig.5, respectiv "regim MOP" în teren, montat pe uşa dulapului de protecție al celulei respective (în stația 110 kV Fălticeni), iar în stațiile 110 kV Ițcani sau Cătămărăşti în incinta dispozitivului MOP - pe partea frontală.

DD-ul în poziție - comandă declanşarea la joasă presiune;

DD-ul scos - blochează întrerupătorul în poziția închis.

- un releu RIBdH care, în cazul scăderii presiunii de SF_6, asigură:
  - deschiderea automată dacă "W" este montată;
  - sau blocajul întrerupătorului în poziția închis, dacă "W" nu este montată;
- un releu antipompaj (RAP);
- un releu de închidere (Rii);
- un contactor (CM) care asigură, prin intermediul microîntrerupătorului (Cp), alimentarea motorului, deci pornirea şi oprirea pompei;
- un releu termic pentru protecția motorului (RT);


+BC
Comandă de închidere (+)
Comandă de deschidere (-)
A
6R 6R 6R
+BSA
B
26R 26S 26T
Contacte de rezervă
Pr
Bd
W
Bi
RIi4
RAP2
RAP3
RAP4
RAP5
RIBd1
RIBd2
RIBdI1
RIBdI2
RIBdI3
RIBdI4
RIBi2
CBi
CBd
RI2
PTi
RIBi
EVi
EVd
RAP
S2
S3
RI3
RS
RIBi
RIBd
M2R
M2S
M2T
M1R
M1S
M1T
RS1
Zi
Zd
45HR
45HT
45HS
S1
S2
S3
S4
S5
S6
S7
S8
S9
S10
S11
S12
S13
S14
S15
S16
-BC
Comandă de închidere (-)
Semnalizarea blocajului închiderii
-BSA
Semnalizarea blocajului deschiderii
Semnalizarea de defect
Semnalizarea scăderii presiunii SF6 Treapta 1
Semnalizarea scăderii presiunii SF6 Treapta 2
A1
B1
M2
M1
6S
25T
ST
RIBdH
80
81
89
83
C
Cp
Th
Rp
R
CM
M
Ce
Ch
Le
Lh

Notă:
w – în poziție – declanșare automată la joasă presiune
w – scos – blocajul întreruptorului în poziția închis
A;B – var. cu trei presostate pe întreruptor
A1; B1 – var. cu un presostat pe întreruptor

LEGENDĂ

I – întreruptor
RAP – releu antipompaj (contactor auxiliar) 10W
Bd – buton de deschidere
Bi – buton de închidere
Cs – Contact de siguranță
RIi – releu de închidere (contactor auxiliar) 10W
CM – Contactor 10A
EVd electrovalvă de deschidere 500W
EVi – electrovalvă de închidere 300W
Le – lampă iluminat (compartiment electric) 25W
Lh – lampă iluminat (compartiment hidraulic) 25W
M – motor c.a. 1,5 kW
Pr – presostat
Ce – contact dependent de ușă pentru Le 500V – 0,25A
Ch – contact dependent de ușă pentru Lh 500V – 0,25A
Rs – releu semnalzare defect încărcare acumulator 6W
R – rezistență de încălzire 220V – 50Hz – 500W
Rp – rezistență de încălzire permanentă 220V 50W
RIBd – releu blocaj deschidere (contactor auxiliar) 10W
RIBi – releu blocaj închidere (contactor auxiliar) 10W
Th – Termostat
Zi – semnalizarea blocajului închiderii 10W
Zd – semnalizarea blocajului deschiderii 10W
W – bornă întreruptibilă
Cp – contact de punere în funcțiune a pompei
CBi – contact de blocaj la închidere
CBd – contact de blocaj la deschidere
S1÷16 – contact semnalizare dependente de poziția întreruptorului 3,2÷4,5A
Rt – releu termic
Ci – contzactor impulsuri pornire pompă
RIBdH – releu blocaj deschidere pentru compartimentul SF6 10A
M1; M2 – contacte presostat - întreruptor

Figura 17.1.5 *Schema electrică de principiu MOP-2A (SF6)*

- un contact de siguranță (C) interzicând excitarea bobinei acestui contactor, dacă manivela pentru acționarea manuală a motorului este introdusă ;
- trei microîntrerupătoare (Cp), (CBi), (CBd), acționate de coada pistonului:
  - Cp - pornirea (alimentarea) motorului pompei MOP (cel de sus nr.1);
  - CBi - contact de blocaj la închidere (cel din mijloc nr.2);
  - CBd - contact de blocaj la deschidere (cel de jos nr.3);
- un presostat (Pr) care controlează presiunea azotului ;
- un comutator (S) acționat de dispozitivul (DS);
- un dispozitiv de încălzire care cuprinde:
  - un întrerupător (I);
  - o rezistență de încălzire permanentă (RP);
  - o rezistență de încălzire intermitentă (R) comandată prin termostat (Th);
- două lămpi de semnalizare închidere, deschidere (Zi, Zd);
- două lămpi de iluminat compartimentul electric și compartimentul hidraulic (Le, Lh);
- grup de conectori numerotați pentru racordarea conductoarelor electrice.

În afara electromagneților de deschidere și închidere mecanismul este prevăzut cu leviere de închidere și deschidere manuală care permit manevrarea întrerupătorului fără sursa auxiliară electrică de curent continuu (acționare manuală de la fața locului).

Comanda manuală prin intermediul levierelor nu se va utiliza decât pentru manevre de control.

Pentru închiderea manuală întrerupătorul trebuie scos de sub tensiune (separatoare deschise) deoarece închiderea manuală anulează antipompajul.

17.1.4.3 *Caracteristici tehnice*

1. Presiunea de serviciu: 255 ÷ 300 bari la 15 ^{0}C;
2. Presiunea minimă de închidere: 270 bari la 15 ^{0}C;
3. Presiunea minimă de deschidere: 255 bari la 15 ^{0}C;
4. Presiunea de precomprimare: 230 bari la 15 ^{0}C;
5. Presiunea de lucru a supapei de siguranță:
   - la deschidere: 390 ÷ 410 bari;
   - la închidere: 335 bari.
6. Puterea electromagneților:
   - de deschidere: 500 W;
   - de închidere: 300 W.
7. Tensiunea electromagneților de închidere și deschidere: 220 V.c.c.
8. Puterea motorului de acționare a pompei: 1,5 KW;

9. Tensiunea de alimentare a motorului: 380 V.c.a.
10. Rezistența de încălzire: 500 W - 220 V.c.a.
11. Rezistența anticondens permanentă: 50 W - 220 V.c.a.

17.1.5 Funcționarea mecanismului de acționare MOP-2A (figura 17.1.6)

17.1.5.1 *Încărcarea acumulatorului (Ac)*

În poziția încărcat pistonul se află în poziția de sus.

Încărcarea acumulatorului este obținută prin intermediul pompei de ulei (P). pornirea și oprirea pompei este comandată automat de către microcontactul (Cp) acționat de tija pistonului acumulatorului.

Presiunea uleiului măsurată la manometru atinge valoarea de 300 bari pentru o temperatură de 15 ^{0}C în momentul când pistonul ajunge în poziția cea mai de sus. Valoarea acestei presiuni variază cu temperatura în jur de 1,6 bari/1 ^{0}C.

Este posibilă încărcarea acumulatorului utilizând o manivelă pentru rotirea grupului motopompă. Introducerea manivelei deschide contactul (C), tăind circuitul de alimentare al bobinei contactorului (CM) și interzice astfel manivelei să fie antrenată prin punerea în mișcare inopinantă a motorului la apariția tensiunii (lucru periculos pentru manipulator).

17.1.5.2 *Închiderea și deschiderea MOP-2A*

a) Închiderea

În starea de repaos "întrerupător deschis" valva principală este închisă - presiunea uleiului acționează pe fața "d" a pistonului dispozitivului de semnalizare și a dispozitivului (DP) al întrerupătorului. Ordinul de închidere de la distanță sau local prin butonul Bi pune sub tensiune bobina electromagnetului (E Vi) prin intermediul releului (Rii).

Butonul (1) de la valva pilot închidere (Vpi) solicitat de electromagnet (E Vi) deschide clapeta (2). Uleiul de înaltă presiune sosește prin conducta (3), trece prin conducta (4), deschide clapeta (5) și acționează pistonul (6).

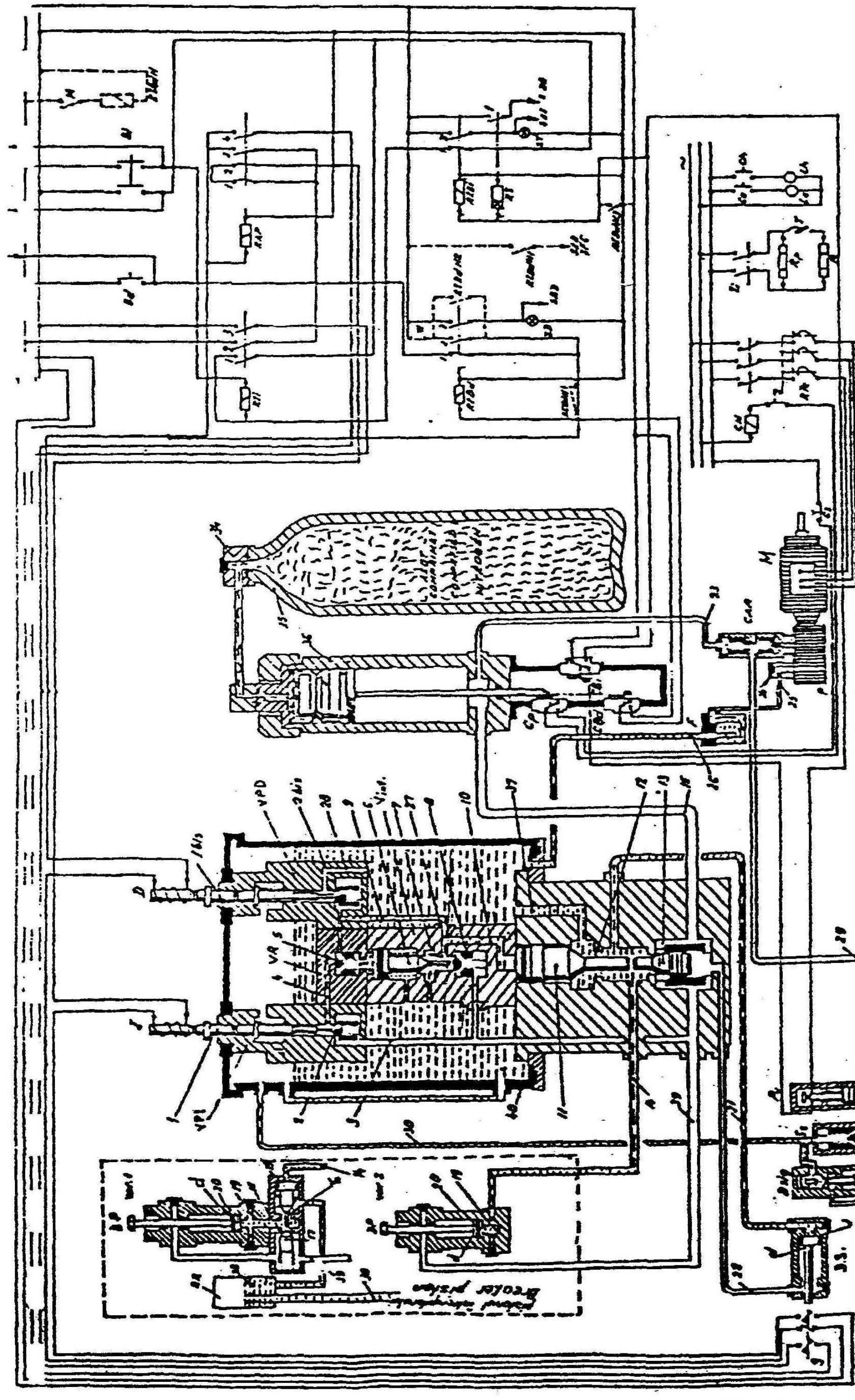
Pistonul coboară și deschide clapeta (8), închide orificiul (7). Uleiul sub presiune de sub clapeta (8) are două trasee:

a) Urcă prin conducta (9), traversează prin clapeta (5) și acționează asupra pistonului (6), menținându-l în poziția sa;

b) Coboară prin conducta (10) și acționează asupra pistonului (11).

Pistonul (11) coboară, închide scaunul (12) și deschide clapeta (13) permițând trecerea uleiului de înaltă presiune în conductele de închidere (14) și (21) ale (DP) și (DS). Punerea sub înaltă presiune a feței (i) a pistonului dispozitivului (DP) și (DS) provoacă închiderea întrerupătorului și manevrarea comutatorului auxiliar (S).

Acest comutator taie circuitul de alimentare al bobinei electromagnetului de închidere (EVi) (deschiderea contactului la S) cu puțin timp înainte de închiderea întrerupătorului pentru ca manevra următoare să se facă rapid. Bobina electromagnetului, nemaifiind excitată, butonul (1) se ridică sub acțiunea resortului sau de revenire și bila (2) revine pe scaunul său. Conducta (4) este pusă la rezervor.


VPD
2bis
20
1bis
D
VR
S
VPI
1
10
11
12
13
17
28
CP
M
3.S.

Mecanismul este preentat în stare de repaus, întrerupătorul deschis, acumulatorul încărcat.

Presiunea uleiului

☐ Presiune înaltă

⊟ Presiune atmosferică

Figura 17.1.6 *Schema de principiu hidraulică și electrică a mecanismului MOP-2A*

Când manevra este terminată prezența uleiului pe pistonul (6) împiedică clapeta (5) şi (8) să se închidă, valva principală îşi păstrează poziția sa şi suprafața (i) a pistoanelor (DP) şi (DS) rămâne în continuare sub presiune.

Observații: în acest timp fața (d) este şi ea sub presiune, deoarece la aceste mecanisme conducta de deschidere este permanent sub presiune înaltă.

b) Deschiderea

Comanda de deschidere de la distanță sau local prin butonul (Bd) pune sub tensiune bobina electromagnetului (FVd). Butonul (1 bis) de la valva pilot deschidere (VPD) solicitat de electromagnet deschide clapeta (2 bis). Conducta (9) este pusă la rezervor prin orificiul (28). În acelaşi timp, prin orificiile clapetei (5) este pusă la rezervor şi zona de deasupra pistonului (6). În urcare deschide orificiul spre rezervor (7) şi permite clapetei (8) să se închidă. Conducta (10) este pusă la rezervor. Pistonul (11) se ridică de pe scaunul sau (12) şi permite clapetei (13) să se închidă. Deschiderea (12) permite depresurizarea conductei de închidere (14) şi returul uleiului prin conducta (37) în rezervor.

În acelaşi timp, se permite returul uleiului prin conducta (21) de la dispozitivul de semnalizare. Depresurizarea conductelor (14 şi 21) provoacă deschiderea întrerupătorului şi manevrarea comutatorului (S). Uleiul din spatele pistoanelor (de pe fața i) se returnează în rezervoare. Comutatorul (S) întrerupe alimentarea bobinei de deschidere cu puțin timp înainte de terminarea deschiderii întrerupătorului, astfel încât, manevra următoare să poată fi dată rapid. Bobina electromagnetului (Evd) nemaifiind excitată, butonul (1 bis) se ridică sub acțiunea resortului sau şi clapeta (2 bis) revine pe scaunul său.

O dată manevra terminată, valva principală îşi menține poziția, întrerupătorul rămânând deschis (fața "d" sub presiune).

17.1.5.3 *Blocaje*

a) Blocajul la închidere

Blocajul la închidere se produce:

- La scăderea presiunii azotului (scăpări azot): în acest caz, presostatul (Pr) îşi închide contactul punând sub tensiune releul (RIBi) care prin contactul (1) ce se deschide, interzice comenzile de închidere. RIBi comandă o semnalizare luminoasă instantanee, iar RS una întârziată sonor.
- La o lipsă de ulei din acumulator când volumul de ulei din acumulator este insuficient pentru a asigura o manevră corectă, tija pistonului acționează microcontactul (CBi) care alimentează releul (RIBi) care prin deschiderea contactului (1) interzice comanda de închidere.
- La scăderea presiunii gazului SF_6 din întrerupător. În acest caz, microcontactul (M) de pe întrerupător (şi anume în presostat) îşi închide contactele (M_2), alimentând releul (RIBi) şi (RS), interzicând comanda de închidere şi semnalizând blocajul. Totodată, (RIBdH) printr-un contact al său semnalizează că blocarea s-a făcut din cauza pierderilor de SF_6 (se aprinde lampa în panoul de comandă "Pierderi gaz SF_6 - treapta 2").

b) Blocajul la deschidere

Blocajul la deschidere se face:

- La o lipsă de ulei din acumulator. În acest caz, tija pistonului acționează asupra microcontactului (CBd) care alimentează releul (RIBd) care, în funcție de puntea W (DD-ul "W" introdus sau scos din circuit), poate deschide automat sau poate bloca întrerupătoarele pe poziția închis. Totodată, RIBd comandă semnalizarea "blocajul deschiderii".
- La scăderea presiunii gazului SF_6 din întrerupător. În acest caz, miocrocontactul (M) de pe întrerupător (și anume în presostat) își închide contactele (M_2) alimentând releul RIBdH care, pe de o parte, prin contactele sale alimentează releul RIBi și RS blocând închiderea, iar pe de altă parte, în funcție de puntea W (DD-ul "W" introdus sau scos din circuit) poate deschide automat întreruptorul sau îl poate bloca pe poziția închis (funcție de schema aleasă de dispecer). Totodată, releul RIBdH semnalizează că blocarea sau deschiderea automată s-a făcut din cauza pierderilor de SF_6.

17.1.5.4 *Dispozitivul de securitate (siguranță)*

Dispozitivul de securitate (Dsig.) este prevăzut pentru a evita funcționări incorecte în cazul în care apare o defecțiune în ansamblul compresie.

Dispozitivul pune circuitul hidraulic de înaltă presiune la presiunea atmosferei dacă presiunea scade sub presiunea de preumplere. În această situație, acumulatorul nu mai poate fi încărcat automat. Uleiul injectat de pompă se scurge în rezervor. Întrerupătorul rămâne blocat pe poziția în care se găsește.

17.1.5.5 *Încărcarea acumulatorului (încărcare după acționarea Dsig.) sau ridicarea presiunii înalte din acumulator.*

a) Se scoate întrerupătorul de sub tensiune (prin manevre ocolitoare);

b) Se caută și se remediază cauza scăderii presiunii;

c) Se introduce cheia (ce se află montată pe ușa laterală stângă a MOP-ului) în dispozitivul de siguranță.

Atenție !

Personalul de servire operativă a instalației este cu desăvârșire interzis să execute din proprie inițiativă această operație.

d) se reîncarcă acumulatorul (vezi punctul 5.1.);

e) se purjează circuitul hidraulic;

f) se scoate cheia de bloca.

17.1.6 Servirea operativă a instalației (sarcinile personalului de exploatare)

17.1.6.1. *Cazul dării în exploatare (la PIF)*

În acest caz, personalul care are în gestiune instalația va verifica:

- existența tuturor buletinelor de încercări și măsurători (buletinele de fabrică cât și cele întocmite de echipele de revizii - reparații);
- existența ITI - exploatare specific;

- existența plăcuțelor de identificare a aparatajului din celula respectivă (inscripționarea întrerupătorului , separatoarele de bară, separatoarele de linie, CLP-uri, etc.);
- starea vopsitoriilor părților metalice;
- aspectul exterior al izolatoarelor şi starea lor de curățenie, astfel încât să nu prezinte spărturi sau crăpături în porțelan;
- spațiul din jurul echipamentului pentru a fi degajat de materiale, scule şi dacă curățenia este corespunzătoare;
- nivelul uleiului (din rezervorul dispozitivului MOP);
- inexistența pierderilor de ulei (în dispozitivul MOP);
- existența legăturilor la pământ a părților metalice ale întrerupătorului cât şi ale dispozitivului MOP, care în mod normal nu sunt sub tensiune;
- poziția acului indicator al presostatului compensat cu cadran tip "WIKA" să fie în zona verde (respectiv 4,7÷7,0 bari);
- existența în "registrul de circuite primare" a consemnării prin semnătură din partea şefului de lucrare că instalația poate fi pusă în funcție.

17.1.6.2. *Cazul dării în exploatare după revizii*

Personalul operativ va efectua:

- controlul instalației şi va prelua instalația de la echipele de revizii verificând starea generală şi starea vopselei părților metalice;
- verificarea aspectului exterior al izolatoarelor şi starea lor de curățenie, astfel încât să nu prezinte spărturi sau crăpături în porțelan;
- verificarea spațiului din jurul echipamentului pentru a fi degajat de materiale, scule şi dacă curățenia este corespunzătoare;
- verificarea nivelului de ulei (din rezervorul dispozitivului MOP);
- se vor verifica să nu existe pierderi de ulei;
- se va verifica dacă toate defectele sesizate au fost remediate,
- se va verifica dacă instalația poate fi pusă în funcție prin semnarea şi consemnarea în registrul de "circuite primare" al şefului de lucrare.

17.1.6.3. *Deservirea operativă a instalației*

Personalul operativ ce exploatează aceste instalații la controlul curent ce se efectuează în instalații trebuie să urmărească:

- inspecție generală vizuală:
    - aspectul exterior al acestora în ceea ce priveşte starea izolatoarelor de porțelan care trebuie să fie integre, curate, să nu prezinte fisuri, spărturi, urme de conturnare;
    - starea contactelor legăturilor electrice (primare), prin aprecierea culorii acestora (existența sau inexistența zăpezii pe contacte în timpul iernii);
    - starea legăturii la pământ a părților metalice a întrerupătorului cât şi a dispozitivului MOP, care în mod normal nu sunt sub tensiune.
- Controlul presiunii gazului SF_6 prin observarea şi consemnarea acestei presiuni (în registrul "Indexe MOP") cât şi a temperaturii mediului ambiant (prin citirea presiunii pe presostatul cu cadran aflat pe dispozitivul MOP);

- Nivelul uleiului din rezervor (MOP);
- Verificarea etanșeității racordurilor din interiorul și exteriorul cabinei MOP;
- Controlul etanșeității organelor hidraulice prin observarea și consemnarea numărului de porniri ale motorului pompei MOP în registrul "Indexe MOP" (prin citirea contorului din dispozitivul MOP).

NOTĂ: până la 4 porniri pe oră, debitul scăpărilor este considerat normal. Dacă sunt mai multe, se transmite deficiența pe cale operativă. Se verifică presiunea de azot (manometrul montat în interiorul cabinei MOP să indice o valoare cuprinsă între 270 și 360 bari, valori marcate pe scala manometrului prin două liniuțe roșii, inscripționare care este cuprinsă în atribuțiile de serviciu ale personalului operativ).

La controlul efectuat, dacă se observă o neregularitate, se va transmite deficiența pe cale operativă la S.I.T.

17.1.7 Lucrări curente

Periodicitatea lucrărilor de revizii tehnice este de 6 ani sau după 2000 de manevre, sau la atingerea numărului maxim de declanșări la scurtcircuit, conform tabelului din stație (funcție de curenții de scurtcircuit de pe barele 110 kV ale stației și lungimile liniilor). Planul de inspecție - revizie este redat foarte sugestiv în tabelul următor:

INSPECȚIE - lunară	INSPECȚIE - anuală	INSPECȚIE EXTINSĂ - după 1000 manevre sau 3 ani	REVIZIE - după 2000 manevre sau 6 ani	
✓	✓	✓	✓	1.1 Inspecție vizuală generală
✓	✓	✓	✓	1.2 Se notează numărul de manevre I și D și valoarea curenților întrerupți
	✓	✓	✓	1.3 Se verifică presiunea SF_6
			✓	2. Golire de SF_6
				3. CAMERA DE STINGERE
			✓	3.1 Se demontează camerele și se inspectează vizual contactele, duza și cilindrul de suflaj
			✓	3.2 Se controlează starea suprafețelor tijelor mobile și cilindrului
			✓	3.3 Se înlocuiesc filtrele
				4. COLOANA
			✓	4.1 Se examinează și se curăță tija izolantă de acționare
		✓	✓	4.2 Se examinează, se curăță și se unge tija de acționare din oțel
			✓	5. Umplere cu SF_6
				6. MECANISM ÎNCHIDERE-DESCHIDERE (PISTON HIDRAULIC)
			✓	6.1 Se examinează pistonul de acționare, cilindrul, valvele și limitatoarele de bilă
✓	✓	✓	✓	6.2 Se verifică dacă sunt pierderi de ulei la mecanism
		✓	✓	7. Se verifică umiditatea gazului din întreruptor
		✓	✓	8. Se verifică presiunile de lucru ale presostatului compensat
			✓	9. Se verifică pierderile de SF_6 pe ansamblu întreruptor (cu detector)
		✓	✓	10. Se verifică pierderile de SF_6 la sistemul de etanșare a tijei de acționare de la baza polului (cu detector)

INSPECȚIE - lunară
INSPECȚIE - anuală
INSPECȚIE EXTINSĂ - după 1000 manevre sau 3 ani
REVIZIE - după 2000 manevre sau 6 ani

				11	MECANISMUL OLEOPNEUMATIC (MOP)
		✓	✓	11.1	Se acționează la tensiune redusă
		✓	✓	11.2	Se verifică funcționarea antipompajului a blocajelor (închidere-deschidere) a semnalizărilor
✓	✓	✓	✓	11.3	Se verifică pierderile de ulei din sistem
✓	✓	✓	✓	11.4	Se controlează nivelul de ulei din rezervor
		✓	✓	11.5	Se verifică buna strângere a conexiunilor
✓	✓	✓	✓	11.6	Se verifică numărul de porniri al pompei
✓	✓	✓	✓	11.7	Se verifică presiunea de azot
	✓	✓	✓	11.8	Se verifică presiunea de precomprimare azot
	✓	✓	✓	11.9	Se verifică buna funcționare a încălzirii
	✓	✓	✓	11.10	Se controlează cuplajul dintre motor și pompă
		✓	✓	11.11	Se ung lagărele motorului
		✓	✓	11.12	Se golește rezervorul de ulei, se curăță și se schimbă filtrul de ulei
		✓	✓	11.13	Se examinează grupul de valve și acumulatorul de înaltă presiune
		✓	✓	11.14	Se umple cu ulei nou
	✓	✓	✓	11.15	Se verifică funcționarea supapei și dispozitivului de siguranțe
✓	✓	✓	✓	12	Se controlează starea acoperirilor (vopsire, Zn, Cd, etc.) și se retușează când este necesar

17.1.8 Defecțiuni și remedierea lor

Orice funcționare anormală a întrerupătoarelor cu SF_6 se va anunța în treapta operativă cu autoritate de decizie, notându-se cele constatate în registrul operativ.

La apariția semnalizării "Defect întreruptor" la P.C., personalul operativ trebuie să știe că alarma este dată prin semnalizarea temporizată a releului RS, cauzată de:

A) - defect de încărcare al acumulatorului (presiune insuficientă în MOP);

B) - presiune insuficientă de gaz SF_6.

În acest caz, personalul de tură din stație trebuie să inspecteze cabina metalică a MOP-ului pentru a vedea poziția tijei (cozii) pistonului de la acumulator.

A.1. Dacă tija pistonului este în poziția de sus (deasupra microîntrerupătorului Cbi - "nr. 2" contact de blocaj la închidere) înseamnă că sunt scăpări de azot. Pierderile de azot sunt controlate de presostatul (Pr) care își închide contactul când presiunea scade la 255 bari. Acest contact al presostatului (Pr) este în serie cu contactul Cbi - 1 al microîntrerupătorului Cbi, care este închis pentru poziția de sus a tijei ("cozii") pistonului.

Contactul presostatului și contactul Cbi-ului fiind închise, releul RS este alimentat și contactul său temporizat "1" la închiderea RS - 1 dă alarma (reglat la 3 minute).

În acest caz, personalul operativ va proceda astfel: anunță deficiența la DEI (și SIT) și apoi va controla etanșeitatea acumulatorului pe partea de azot cu ajutorul unei soluții de apă cu săpun dată cu pensula pe ansamblu racordurilor superioare (dacă va observa scăpări de azot va comunica acest lucru la DEI şi SIT).

A.2. Dacă tija pistonului este în poziția de jos (sub microîntrerupătorul CBi) înseamnă că sunt scăpări de ulei superioare debitului pompei sau un defect la pompa sau circuitul de alimentare al pompei.

Uleiul necompensat de către pompa conduce la tijei pistonului de la acumulator. Coborând, acționează asupra microîntrerupătorului (CBi), contactul Cbi-1 se deschide, eliminând acțiunea presostatului asupra releului RIBi, iar contactul CBi-2 se închide alimentând releul RS al cărui contact temporizat dă alarma.

În acest caz, personalul operativ va proceda astfel: va acționa pe un timp foarte scurt contactorul de pornire a pompei MOP şi va observa dacă pompa porneşte sau nu. Dacă nu porneşte, va verifica poziția releului termic pe partea de alimentare a pompei; dacă acest releu termic este declanşat se va acționa (anclanşa) releul termic şi atunci pompa va porni şi va reface presiunea.

Dacă nu s-a eliminat deficiența procedând astfel, atunci se va anunța pe cale operativă deficiența constatată la DEI şi SIT pentru ca echipele specializate de întreținere întrerupători înalta tensiune să procedeze la repararea organelor defecte (racorduri, pompa, motor, contactor, etc.).

B. Dacă odată cu alarma dată de RS apare şi semnalizare de pierdere de gaz SF_6 înseamnă ca defectul este la întrerupător şi atunci personalul operativ din stație va comunica această deficiență (cu semnalizările respective) imediat la DEI şi SIT.

17.1.9 Măsuri specifice de protecția muncii şi PSI

În mod obişnuit SF_6 este stocat prin intermediul unui grup de recuperare. În cazuri deosebite dacă nu se utilizează grupul de recuperare: SF_6 trebuie totdeauna să fie evacuat în aer liber în exteriorul încăperilor, dacă este posibil la câțiva metri deasupra nivelului solului, pentru a favoriza dispersarea sa în atmosferă.

Trebuie evitat să se evacueze SF_6 în apropierea conductelor de ventilație de la subsol sau în apropierea gropilor deoarece SF_6 se acumulează în punctele de jos. Se poate reduce mult mirosul gazului descompus barbotându-l la ieşirea conductei de evacuare în apă conținând carbonat de sodiu. Inhalarea accidentală în timpul unei durate scurte a mici cantități de SF_6 este fără pericol. Sub acțiunea arcului electric SF_6 se descompune parțial în produşi gazoşi (fluoruri de sulf) şi produşi solizi sub formă de pudră (fluoruri metalice).

Produşii de descompunere gazoşi sunt iritanți când vin în contact cu umiditatea (cu mucoasa) şi au un miros neplăcut (ouă clocite). Acest miros caracteristic constituie un excelent avertizor. Produşii de descompunere solizi se prezintă sub forma unei pudre albe, care în contact cu umiditatea atmosferică devine gri şi mai compactă. În contact cu pielea umedă această pudră poate să aibă o acțiune iritantă. La manevrări greşite din partea operatorului se vor lua următoarele măsuri:

- în cazul în care operatorul a inhalat o mică cantitate de produşi de descompunere gazoşi sau solizi, scoaterea în aer liber va face să înceteze rapid reacția;
- dacă ochii sunt iritați în contact cu pudra se vor spăla cu apă multă.

În timpul operațiunii de curățire aparatului este indicat să nu se fumeze şi să se spele mâinile înainte de a mânca. Lucrul cu masca, ochelari etanşi şi mănuşi permite evitarea neplăcerilor în caz de manevrare greşită din partea operatorului, îndeosebi în staţii interioare. La posturile interioare, în cazurile în care se constată pierderi importante de SF_6 descompus (avarii) trebuie să se efectueze o ventilaţie energică a încăperilor. Trebuie să se acorde atenţie punctelor de jos (cum ar fi canalele de cabluri) unde SF_6 se poate acumula. Este indicat ca încăperile să aibă grupuri de aerisire şi la bază.

ATENŢIE !

- pe durata comenzilor de verificare nu se circulă în zona conductelor hidraulice de înaltă presiune;
- inspecţia se face numai după ce s-au efectuat manevrele de verificare;
- nu se efectuează intervenţii la circuitul hidraulic aflat sub presiune;
- durata minimă între două cicluri ID consecutive este de 3 minute, pentru a permite scurgerea uleiului din rezervoarele de refulare de pe pol, în rezervorul MOP-ului.

17.1.10 Atribuţii de serviciu specifice personalului de exploatare

Personalul operativ are ca sarcini, pe lângă cele enumerate la paragrafele 17.1.6.2. şi 17.1.6.3., următoarele:

- când temperatura mediului ambiant ajunge la o temperatură mai mică de 5 ^{0}C, să pună în funcţie rezistenţa de 500 W de încălzire din dispozitivul MOP, iar în cazul în care temperatura mediului ambiant scade sub -10 ^{0}C, să pună în funcţie cea de-a doua rezistenţă (500 W) de încălzire (suplimentară), iar când temperatura mediului ambiant creşte să aibă grijă să scoată din funcţie aceste rezistenţe de încălzire (funcţie de temperatura mediului ambiant).

17.1.11 Evidenţa tehnico-operativă

1. Cartea tehnică a instalaţiei trebuie să fie completată la zi cu toate datele necesare identificării aparatajului.

2. Registrul cu numărul de manevre şi declanşări la scurcircuit să fie ţinut la zi şi evidenţierea pe faze a defectelor.

3. Să fie consemnate în registrul de deficienţe toate anomaliile şi defectele şi de asemenea la eliminarea lor să se consemneze data şi numele şefului de lucrare care a remediat defectul.

4. Buletinele de verificare şi măsurători profilactice să fie corecte, păstrate în dosarul aferent celulei respective, împreună cu buletinele din fabrică şi de la PIF.

17.1.12 Dotarea instalaţiei

Întrerupătoarele cu SF_6 şi dispozitiv de acţionare tip MOP 2A nu necesită dotări speciale din punctul de vedere al exploatării.

17.1.13 MOP-2A cu dublu circuit de deschidere (figura 17.1.7)

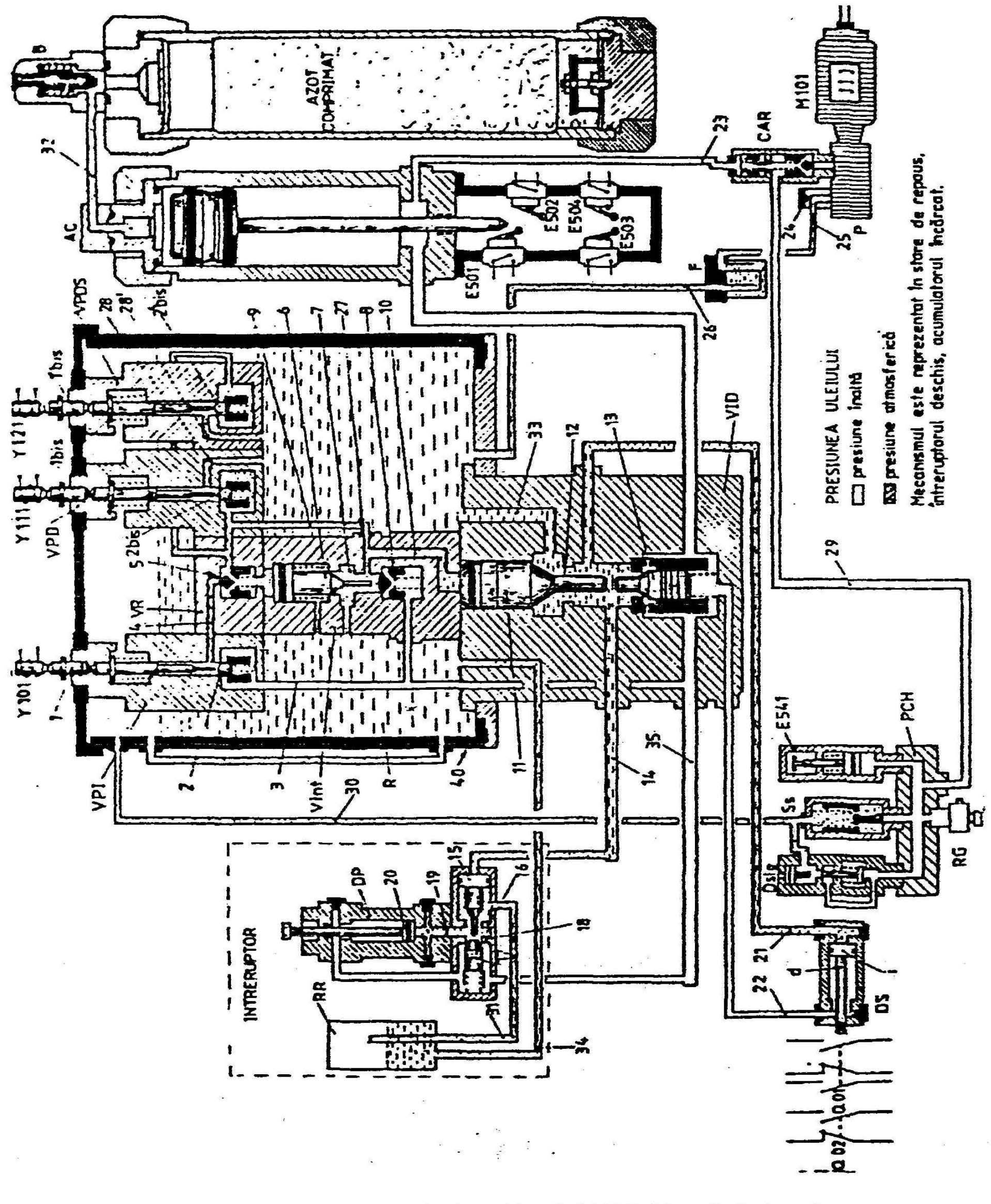

AZOT COMPRIMAT
B
32
AC
VPDS
28
28'
2bis
E501
E502
E504
E503
F
26
23
CAR
M101
24
25
P
PRESIUNEA ULEIULUI
□ presiune înaltă
▨ presiune atmosferică
Mecanismul este reprezentat în stare de repaus, întreruptorul deschis, acumulatorul încărcat.
1bis
Y121
Y111
VPD
5 2bis
4 VR
Y101
1
VPI
2
3
VInt
30
R
40
11
9
6
7
27
8
10
33
12
13
VID
29
14
35
E541
PCH
Ss
RG
Dsla
DS
22
21
d
ÎNTRERUPTOR
DP
20
19
15
16
18
31
RR
34
Q01
Q02

Figura 17.1.7 Schema de principiu hidraulică MOP-2A cu 2 electrovalve

Descriere

Mecanismul MOP 2A cu dublu circuit de declanșare diferă de varianta standard prin adăugarea următoarelor componente:

- un electromagnet de deschidere Y 121 (Evds);
- un releu antipompaj suplimentar K901 (RAPs);

- un releu blocaj deschidere suplimentar K902 (RIBds);
- un releu blocaj deschidere suplimentar SF_6 K903 (RIBdHS);
- un buton deschidere suplimentar S 022 (Bds);
- un microîntrerupător suplimentar E 504 (CBds);
- un comutator de regim S 501 (W);
- ansamblu valvă pilot deschidere suplimentară.

Funcţionare

Închidere - deschidere normală

Funcţionarea pentru o închidere sau o deschidere normală este identică cu cea a unei comenzi normale.

Deschiderea de siguranţă

În cazul unei defecţiuni în circuitul de deschidere normală, electrovalva de deschidere suplimentară Z 121 (Evds) permite deschiderea întrerupătorului prin comenzi electrice locale sau de la distanţă.

Blocaje

Blocajul antipompaj suplimentar

Se realizează prin releul K 901 (RAPs) care este alimentat simultan cu electrovalva de deschidere suplimentară Y 121 (Evds); contactul normal închis (5 - 6) al releului K 901 (RAPs) elimină comanda de închidere a întrerupătorului. Releul de antipompaj K 901 se autoalimentează prin propriul său contact normal deschis (9 - 11) atât timp cât comanda de închidere este menţinută, interzicând o nouă comandă de închidere. O nouă comandă de închidere poate fi dată dacă se întrerupe circuitul releului de antipompaj suplimentar.

Blocaj deschidere (pierderi ulei) suplimentar

Tija pistonului acţionează asupra microîntrerupătorului E 504 (Cbds), care alimentează releul K 902 (RIBds), care în funcţie de poziţia comutatorului de regim S 501 (W) deschide automat sau blochează întrerupătorul pe poziţia închis.

Blocaj deschidere (pierderi SF_6) suplimentar

În cazul pierderilor de gaz (SF_6) datorate presostatului compensat cu temperatura, acesta îşi închide un contact şi alimentează releul K 903 (RIBdHS) care prin intermediul contactului său (9 - 11) legat în derivaţie cu E 504 alimentează releul K 902.

În continuare ciclul se desfăşoară identic cu cel prezentat anterior (pierderi de ulei).

Legenda pentru fig. 17.1.7

- AC - acumulator înaltă presiune
- B - butelie azot
- CAR - clapeta antiretur
- DP - mecanism acţionare întrerupător (piston dublu efect)
- DS - dispozitiv semnalizare
- Dsig. - dispozitiv siguranţă
- E 501 (Cp) - contact pornire pompă

- E 502 (Cbi) - contact blocaj închidere
- E 503 (Cbd) - contact blocaj deschidere
- E 504 (Cbds) - contact blocaj deschidere suplimentar
- E 801 (Pr). - presostat (ulei)
- F - filtru ulei
- M 101 - motor
- 0,01 (S1) şi 0,02 (S2) - comutare semnalizare
- P - pompa înaltă presiune
- PCH - panou control hidraulic
- R - rezervor de ulei MOP
- R.G. - robinet golire
- RR - rezervor refulare
- S_s - supapă siguranță
- VID - valva principală închidere - deschidere
- V int - valva intermediară
- VPD - valva pilot deschidere
- VPDS - valva pilot deschidere suplimentară
- VPI - valva pilot închidere
- VR - valva racord
- Y_{101} (Evi) - electrovalva închidere
- Y_{111} (Evd) - electrovalva deschidere
- Y_{121} (Evds) - electrovalva deschidere suplimentară
- 1 (Bi) - buton închidere
- 1 bis (Bd) - buton deschidere
- 1' bis (Bds) - buton deschidere suplimentară
- 2 (Bi) - bila VPI
- 2 bis (Bd) - bila VPD
- 2' bis (Bds) - bila VPDS
- 3 - conducta AC-VPI
- 4 - orificiu API-VR
- 5 - clapeta V.R.
- 6 - piston Vint
- 7 - orificiu Vint-R
- 8 - clopot Vint
- 9 - conducta VR-Vint
- 10 - conducta Vint-VID
- 11 - piston VID
- 12 - scaun piston VID
- 13 - clapeta VID
- 14 - conducta VID-DP
- 15 - piston mecanism DP
- 16 - scaun piston DP
- 17 - clapeta DP
- 18 - scaun clapeta DP

- 19 - canal piston
- 20 - piston acţionare întrerupător
- 21 - conducta închide DS
- 22 - conducta deschidere DS
- 23 - conducta AC-CAR
- 24 - buşon purjare P
- 25 - conducta F-P
- 26 - conducta R-F
- 27 - racord injector Vint
- 28 - orificiu VPD-R
- 28' - orificiu VPDS-R
- 29 - conducta CAR-PCH
- 30 - conducta Ss-R
- 31 - orificiu DP-RR
- 32 - conducta AC-B
- 33 - conducta VID-R
- 34 - conducta RR-R
- 35 - conducta DP-AC

17.2 Exploatarea întrerupătorului de MT cu SF_6 tip 24D cu dispozitiv de acţionare tip DAM

17.2.1 Prezentarea instalaţiei

Întrerupătoarele cu hexaflorură de sulf (SF_6) sunt aparate de concepţie modernă, în care partea activă a aparatului, deci camera de scurgere se găseşte în acest gaz, la o presiune de 3,3 atmosfere, atât în poziţie conectat cât şi în poziţie deconectat. dezvoltarea întrerupătoarelor cu SF_6 atât în domeniul tensiunilor medii cât şi a celor înalte s-a produs pentru a rezolva probleme de inflamabilitate, reducerea gabaritului, autonomie, creşterea fiabilităţii în exploatare. Utilizarea gazului SF_6 este indicată pentru calităţile sale de izolant având o rigiditate dielectrică superioară aerului şi uleiului şi pentru proprietăţile sale termice, având o energie de disociere mult mai mică decât a azotului din aerul atmosferic.

17.2.1.1 *Elemente constitutive, caracteristici tehnice, amplasare*

Întrerupătorul este compus din următoarele ansambluri (construcţia întrerupătorului este prezentată în desenul de la figura 1 secţiune printr-un pol de comutaţie):

Ansamblul pol - în care este inclusă calea de curent - borna superioară, ansamblul contact superior, ansamblul contact mobil cu duza care asigură stingerea arcului, ansamblul contact inferior şi borna inferioară.

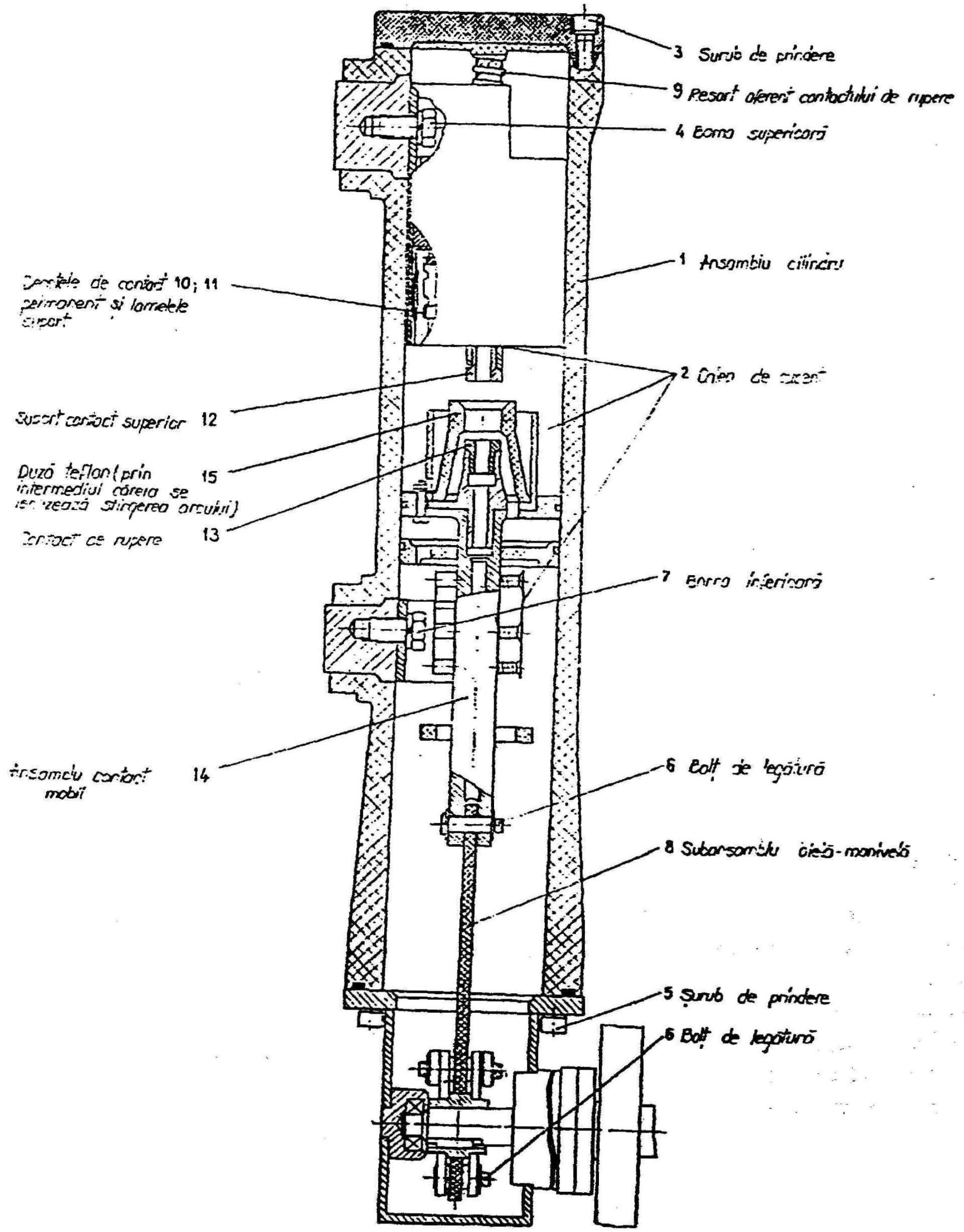

3 Surub de prindere
9 Resort aferent contactului de rupere
4 Borna superioară
1 Ansamblu cilindru
Degetele de contact 10; 11 permanent și lamelele suport
2 Cale de curent
Suport contact superior 12
Duză teflon (prin intermediul căreia se realizează stingerea arcului) 15
Contact de rupere 13
7 Borna inferioară
Ansamblu contact mobil 14
6 Bolt de legătură
8 Subansamblu bielă-manivelă
5 Șurub de prindere
6 Bolt de legătură

Figura 17.2.1

Ansamblul carter - carterul este comun pentru cei trei poli şi are în componenţă etanşarea magneto-fluidă pe axul care transmite mişcarea la întrerupător şi sistemul bielă manivelă care asigură transmiterea mişcării de la axul polului central la axele polilor extremi.

Dispozitivul de acţionare este de tipul DAM 1 - 15 cu acumulare de energii în resoarte. Armarea acestora se poate face manual cu ajutorul unei manivele sau electric, prin intermediul unui motor electric. Comenzile de conectare şi deconectare se pot face atât local, prin intermediul a două butoane (inscripţionate pe capacul dispozitivului), cât şi de la distanţă, prin intermediul electromagneţilor.

Semnalizarea armării dispozitivului de acţionare este indicată la fereastra de pe capacul dispozitivului de acţionare. Culoarea albă de la fereastră indică dispozitiv dezarmat, culoarea galbenă indicând resoarte întinse, dispozitiv armat.

Semnalizarea poziţiei conectat sau deconectat a întrerupătorului este indicată tot la capacul dispozitivului, la fereastra destinată acestui scop: culoarea verde semnalizând întrerupător deconectat, culoarea roşie semnalizând întrerupător conectat.

Se interzice demontarea capacului dispozitivului de acţionare în timpul executării manevrelor, deoarece nu se poate stabili cu certitudine poziţia întrerupătorului, cât şi a resoartelor de armare.

Ansamblul şaşiu este compus din :

- placa suport de bază;
- doi montanţi sudaţi pe placa suport pe care se fixează dispozitivul de acţionare şi placa pe care se fixează carterul întrerupătorului. Tot pe ansamblul şaşiu se fixează capătul fix al celor două resoarte de deconectare.

Conectorul de presiune (presostatul):

Întrerupătorul este prevăzut cu un conector de presiune cu trei borne (Ni - ND - C).

Microîntrerupătorul asociat are următoarele caracteristici: Un = 220 V, In = 2 A la cos $\phi = 0{,}3$.

Conectorul de presiune este conectat la schema electrică a celulei, comandând declanşarea întrerupătorului la scăderea presiunii (2,5 bari), blocarea RAR - ului şi semnalizarea defectului printr-o lampă de semnalizare (releu de semnalizare) "Presiune scăzută SF_6".

Întrerupătorul are următoarele caracteristici tehnice:

- tensiunea nominală - 24 kV;
- curent nominal - 1250 A;
- tensiunea de ţinere timp de 1 minut - 50 Hz = 55 kV;
- tensiunea de ţinere la impuls nominalizat 1,2 /50 μs pozitiv şi negativ = 125 kV inf.;
- capacitatea de rupere la scurtcircuit: valoarea eficace a componentei periodice în ciclul D - 3 - ID - 3 - ID = 16 kA ef.;
- capacitatea de rupere la discordanţa de fază (la 2,5 x Un/3) = 6,5 kA;
- capacitatea de deconectare a cablurilor în gol 31,5 A;
- capacitatea de deconectare a trafo în gol = max 15 A;
- capacitatea de rupere în regim de curenţi capacitivi (baterie unică) = 200 A;
- curent limită termic la 1 sec = 25 kA ef.;
- curent limită dinamic = 63 kA ef.;

- durata de închiedre - deschidere 60 ±8/68±8 ms;
- durata arcului electric = max.17 ms;
- puterea electromagneților de închidere/deschidere 300/300 W (VA);
- nivelul anual de pierderi de gaz SF_6 = max 0,5 %;
- presiunea nominală a gazului din întrerupător la 20 ^{0}C = 3,5 ± 0,1 bari;
- presiunea minimă a gazului la care se garantează toate caracteristicile întrerupătorului și presiunea de lucru a conectorului de presiune (presostat) = 2,5 ± 0,3 bari;
- puterea maximă absorbită de motorul electric de armare aferent dispozitivului = 1400 W.

17.2.1.2 *Funcționarea întrerupătorului*

Conectarea: prin punerea sub tensiune a dispozitivului, motorul electric pornește și armează resoartele de conectare. Armarea resoartelor mecanice de conectare se poate face și manual, cu ajutorul manivelei atașate dispozitivului. După armare, întrerupătorul este pregătit pentru comanda de conectare: prin acționarea butonului de conectare sau prin comanda electrică a electromagnetului de conectare se provoacă destinderea resoartelor de conectare, deci conectarea întrerupătorului și tensionarea resoartelor de conectare. Imediat după detensionarea resoartelor de conectare, motorul pornește automat, rearmându-le și astfel, întrerupătorul este pregătit pentru o nouă conectare. Conectarea se realizează prin rotirea arborelui ce trece prin etanșarea rotitoare magneto-fluidă, transmiterea acestei mișcări la axele polilor extremi și prin intermediul manivelelor și bielelor izolante, mișcarea este transmisă la ansamblul contact mobil, care face legătura electrică între borna inferioară și superioară.

Deconectarea: acționând butonul de deconectare sau prin comanda electrică dată electromagnetului de deconectare se produce destinderea resoartelor de deconectare aflate pe întrerupător. mișcarea se produce ca la comanda de conectare, deplasând contactele mobile în jos. Amortizarea mișcărilor de conectare - deconectare se face astfel: la conectare - frânarea mișcării pe ultima porțiune se face prin comprimarea arcurilor aferente ansamblului contact superior, iar la deconectare se realizează prin intermediul unui ansamblu amortizor cu ulei după ce în prealabil apare o frânare prin comprimarea gazului, datorită suportului contact mobil.

Stingerea arcului electric: în timpul operației de deconectare , contactul mobil se deplasează în jos. în prima fază, contactul permanent se separă de degetele de contact fără arc electric, curentul fiind preluat de contactele de rupere.

Arcul electric apare între contactele de rupere după ce contactul din ansamblul contact superior parcurge împreună cu ansamblul contact mobil o cursă de 26 - 30 mm. Când are loc separarea și amorsarea arcului electric, aceste contacte se găsesc în duză sub porțiunea cilindrică, la o distanță de 4 - 7 mm. până în acest moment, suportul contactului mobil a comprimat gazul SF_6 și acesta intră în duza cu presiune, suflă asupra arcului și asigură stingerea. Stingerea arcului electric se face până ce contactul superior depășește partea superioară a duzei de teflon.

17.2.2 Deservirea operativă a instalaţiei

Înaintea punerii în funcţiune a întrerupătorului, trebuie verificate următoarele condiţii:

- să existe buletin de verificare a întrerupătorului, cu măsurători profilactice conform PE 116 ($R_{izolaţie}$, $R_{contact}$, timpi de acţionare, încercări cu tensiune mărită, etc.);
- presiunea să fie corespunzătoare, să nu fie aprinsă lampa de semnalizare;
- să nu existe scurgeri de gaz;
- conexiunile electrice să fie curate şi perfect strânse;
- nici o piesă străină să nu fie pe polii întrerupătorului sau pe mecanismul de acţionare;
- legăturile la pământ ale întrerupătorului să fie ferme;
- fişa de conectare FC 18 să fie broşată;
- să se execute 5-10 manevre de probă pentru verificarea schemei de protecţie, comandă, semnalizare, blocaj;
- verificarea funcţionării conectorului de presiune;
- numai după ce totul a fost verificat, inclusiv declanşările prin protecţie şi s-a constatat că totul este în regulă, se poate trece la operaţiunile de punere sub tensiune a întrerupătorului;
- temperatura minimă de lucru a mediului ambiant în care funcţionează întrerupătorul este de -5 ^{0}C. pentru temperaturi cuprinse între -5 şi -15 ^{0}C se va pune în funcţie rezistenţa de încălzire cu care este prevăzut dispozitivul DAM;
- în sălile de conexiuni nu trebuie să existe praf sau umiditate mărită. în cazul apariţiei infiltraţiilor de apă, prin acoperişul clădirii sau apariţiei apei în canalele de cable p.o., va sesiza conducerea CIT;
- controlul întrerupătorului se execută de p.o. o dată cu controlul celorlalte instalaţii la periodicităţile stabilite.

17.2.3 Lucrări curente ale instalaţiei

- revizia întrerupătorului se va face conform periodicităţilor stabilite de către personalul de întreţinere;
- revizia întrerupătorului se certifică prin emiterea unui buletin de verificare cu observaţia specială că întrerupătorul "(nu) poate fi pus sub tensiune";
- la debroşarea întrerupătorului se va avea în vedere scoaterea fisei şi fixarea acesteia în locul special destinat acestui scop;
- broşarea - debroşarea întrerupătorului se face cu întrerupătorul deconectat şi dispozitivul dezarmat - aceasta constituind o operaţie de manevră - executându-se de personalul ce are acest drept cu respectarea normelor de protecţia muncii;

- la broşarea întrerupătorului se va urmări intrarea întrerupătorului în ghidajele acestuia, precum şi broşarea corespunzătoare.

17.2.4 Defecțiuni şi remedierea lor

- în cazul apariției de conturnări, contacte imperfecte, zgomote anormale, se va anunța personalul ierarhic superior;
- remedierea defecțiunilor apărute la dispozitivul de acționare tip DAM se va face numai de personalul de întreținere stații;
- la apariția semnalizării "întrerupt circuit comanda" p.o. va verifica integritatea siguranțelor de comandă şi/sau broşarea corectă a fişei întrerupătorului. Dacă defectul este la dispozitivul DAM (contact imperfect, bobina anclanşare - declanşare întreruptă) acesta se va elimina de către personalul de întreținere stații.

17.2.5 Măsuri specifice de protecția muncii şi PSI

- uşile de acces în celula întrerupătorului trebuie să fie tot timpul încuiate, nepermițând accesul în interiorul celulei atât timp cât celula este sub tensiune;
- este interzisă acționarea întreupătorului atunci când este aprinsă lampa "Presiune scăzută SF_6" căzută;
- siguranțele de comandă - semnalizare vor fi calibrate corespunzător.

Inhalarea accidentală în timpul unei durate scurte de mici cantități de SF_6 pur este fără pericol. Sub acțiunea arcului electric SF_6 se descompune parțial în produşi gazoşi (fluoruri de sulf0 şi produşi solizi sub formă de pudră (fluoruri metalici). Produşii de descompunere gazoşi sunt iritanți când vin în contact cu umiditatea (mucoasa). Sunt produşi cu miros neplăcut (ouă clocite). Acest miros caracteristic constituie un excelent avertizor.

Produşii de descompunere solizi se prezintă sub forma unei pudre albe, care, în contact cu umiditatea atmosferică devine gri şi mai compactă. în contact cu pielea umedă, această pudră poate să aibă o acțiune iritantă.

La manevre greşite din partea operatorului, se vor lua următoarele măsuri:

- în cazul în care operatorul a inhalat o mică cantitate de produşi de descompunere gazoşi sau solizi, scoaterea în aer liber va face să înceteze rapid reacțiile;
- dacă ochii sunt iritați de contactul cu pudra se vor spăla cu multă apă.

În timpul operațiunii de curățire a aparatului este indicat să nu se fumeze şi să se spele mâinile înainte de a mânca.

Lucrul cu masca, ochelari etanşi şi mănuşi permite evitarea neplăcerilor în caz de manevrări greşite din partea operatorului (îndeosebi în stațiile interioare).

În stațiile de transformare interioare în cazurile în care se constată pierderi importante de SF_6 descompus (avarii) trebuie să se efectueze o ventilație energică a încăperii.

Este indicat ca încăperile să aibă guri de aerisire şi la bază (SF_6 - fiind mai greu decât aerul).

17.2.6 Atribuţiuni de serviciu

- calibrarea siguranţelor celulei;
- controlul periodic al întrerupătorului;
- executări de probe cu întrerupătorul după executarea reviziei;
- câte două comenzi manuale de la faţa locului anclanşare - declanşare;
- câte două acţionări anclanşare - declanşare prin protecţie şi RAR;
- câte două comenzi anclanşare - declanşare prin cheia de comandă;
- crearea semnalizărilor "întrerupt circuit comandă", clapeta neridicată - Avarie şi verificarea apariţiei acestora la P.S.C.;
- la efectuarea manevrelor verificarea poziţiei întrerupătorului se face obligatoriu cu capacul montat la dispozitivul de acţionare. Dacă există dubii cu privire la poziţia întrerupătorului în timpul manevrelor, se va verifica şi sarcina pe linie după ampermetru şi contorul de energie activă;
- la conectarea de probă, în cazul în care linia a declanşat prin protecţie, se va urmări şi indicaţia ampermetrului montat pe celulă;
- la declanşarea întrerupătorului prin "Presiune scăzută SF_6" pe lângă anunţarea DEL, se va anunţa şi conducerea centrului de exploatare.

17.2.7 Evidenţa tehnico-operativă

- personalul operativ va înregistra în jurnalul operativ şi în registrul destinat toate declanşările pe scurtcircuit pe care le execută întrerupătorul;
- pentru a asigura o funcţionare corectă a dispozitivului, frecvenţa de acţionare nu va depăşi următoarele limite:
    - 10 cicluri I - D pe oră;
    - 100 cicluri I -D pe zi.

BIBLIOGRAFIE

1. Conecini I., ş.a. - *Cartea electricianului din staţii electrice şi posturi de transformare*
2. Colin S., ş.a. - *Protecţia prin relee a sistemelor electrice*; Bucureşti. Editura Tehnică 1975
3. Cristescu D., ş.a. - *Centrale şi reţele electrice*; Bucureşti, Editura Tehnică 1982
4. Baciu A., ş.a. - *Exploatarea şi repararea reţelelor electrice*; Bucureşti, Editura Tehnică 1969
5. Gheorghiu N., ş.a. - *Echipamente electrice*; Bucureşti, Editura didactică şi pedagogică 1981
6. Mork D., ş.a. - *Protecţia instalaţiilor electrice împotriva supratensiunilor atmosferice*; Bucureşti, Editura Tehnică 1967
7. Nitu V., ş.a. - *Fiabilitatea instalaţiilor energetice*; Bucureşti, Editura Academiei 1973
8. Nitu V., ş.a. - *Instalaţii electrice ale centralelor şi staţiilor electrice*; Bucureşti, Editura Tehnică 1975
9. Popa T., ş.a. - *Avarii în instalaţiile energetice*; Bucureşti, Editura Tehnică 1978
10. Răşanu S., ş.a. - *Contribuţii la modelarea comportării în exploatare a transformatoarelor de tensiune capacitive C.N.E.E.*, Timişoara 1982
11. *Îndreptar aparate electrice de înaltă tensiune*; Bucureşti, Editura Tehnică 1978
12. *Regulamente, prescripţii de exploatare, fişe tehnologice şi instrucţiuni* editate de CONEL; Bucureşti